



SAVONIA

■ OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

SIIRTOVERKON LASKENTASOVELLUSTEN KÄYTTÖÖNOTTO VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄSSÄ

Koulutusala			
Tekniikan ja liikenteen ala			
Koulutusohjelma			
Sähkötekniikan koulutusohjelma			
Työn tekijä(t)			
Valtteri Meriruoko			
Työn nimi			
Siirtoverkon laskentasovellusten käyttöönotto verkkotietojärjestelmässä			
Päiväys	29.4.2013	Sivumäärä/Liitteet	85/1
Ohjaaja(t)			
Yliopettaja Juhani Rouvali			
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppani(t)			
E.ON Kainuun Sähköverkko Oy / DI Jussi Niskanen			
<p>Tiivistelmä</p> <p>Tämän työn tavoitteena oli ottaa käyttöön siirtoverkon laskentasovellus E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle Tekla NIS -verkkotietojärjestelmässä niin, että sillä voidaan tarkastella Kainuun siirtoverkon tehonjakoa. Siirtoverkko oli tarkoitus mallintaa mahdollisimman tarkasti saatavilla olevan tiedon perusteella ja Tekla NIS:n mahdollisuuksien mukaan niin, että laskentatulokset vastaisivat kantaverkkoyhtiön laskentajärjestelmiä.</p> <p>Kuormitustietona käytettiin etäluettavien energiamittareiden mittauksia. Johdoille selvitettiin tyypilliset sähköiset ominaistiedot eri lähteistä. Voimalaitokset mallinnettiin voimalaitosten omistajien antamien tietojen ja osittain arvioiden perusteella. Kantaverkon liityntäpisteitä mallintamisessa vertailtiin kahta menetelmää, joista valittiin työn kannalta parempi vaihtoehto.</p> <p>Kun siirtoverkko oli mallinnettu, työssä tarkasteltiin Kainuun siirtoverkon tehonjakoa peruskylätilanteissa ja yhdessä poikkeavassa kytkentätilanteessa. Tarkasteluissa otettiin huomioon alueen vesivoimalaitoksien tuotannon vaikutus. Tehtyjen tarkastelujen perusteella Kainuun siirtoverkossa ei ole ylikuormitusriskejä missään tarkastellussa kytkentätilanteessa. Jännitteet pysyivät kaikissa tarkastelluissa tilanteissa normaalien 110 kV:n verkon jännitteiden rajoissa yhtä tilannetta lukuun ottamatta. Kun siirtoverkko on poikkeavassa kytkentätilanteessa talviajan kuormituksella ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä, kolmen sähköaseman jännitteet laskevat alle normaalin 110 kV:n verkon jännitteen.</p> <p>Verkkomalli on osittain puutteellinen eikä sillä välttämättä saada täysin luotettavia tuloksia kaikkialta Kainuun siirtoverkosta, mutta verkkomalli soveltuu 110 kV:n verkon suunnittelu- ja seurantalaskentaan ja on toimeksiantajan tarpeeseen riittävä. Käyttöönoton yhteydessä kertyneen käyttökokemuksen perusteella on esitetty kehitysehdotuksia, joilla Tekla NIS -verkkotietojärjestelmän siirtoverkon laskentaa voisi kehittää. Myös verkkomallia tulee kehittää ja sitä varten on myös laadittu kehitysehdotuksia.</p>			
Avainsanat			
verkkolaskenta, siirtoverkko, verkkotietojärjestelmä			
julkinen			

Field of Study Technology, Communication and Transport			
Degree Programme Degree Programme in Electrical Engineering			
Author(s) Valtteri Meriruoko			
Title of Thesis Introduction of a Network Calculation Application for Analyzing the Electricity Transmission Network in the Network Information System			
Date	29 April 2013	Pages/Appendices	85/1
Supervisor(s) Mr Juhani Rouvali, Principal Lecturer			
Client Organisation /Partners E.ON Kainuun Sähköverkko Oy / Mr Jussi Niskanen M.Sc.			
<p>Abstract</p> <p>The objective of this thesis was to introduce the transmission network calculation application in the Tekla NIS network information system so that the calculation application can be used to calculate load flow in the transmission network of Kainuu. The thesis was commissioned by E.ON Kainuun Sähköverkko Ltd. The objective was to model the transmission network as precisely as possible according to the available information and properties of Tekla NIS and to match the results with the network model of the Finnish national grid company.</p> <p>Automatic meter reading data was used for consumption data. Electrical properties of overhead lines were researched from various sources. Power plants were modeled according to information given by the owners of the power plants and some information was approximated. For modeling connections to the Finnish transmission grid, two different methods were compared. The better method was chosen after comparing them.</p> <p>When the network model was finished, the network model was used to calculate load flow in the transmission network of Kainuu in its basic states and in one variant state. Power generation of the power plants was taken in to account during the simulations. The results of this analysis show there are not any overload risks in the transmission network of Kainuu. Voltage levels at substations stayed within margins of the normal voltage of the 110 kV network excluding one simulation. In the simulation where the transmission network was in the variant state and the power plants were not operating and consumption was at its peak load, the voltage levels dropped under the normal voltage level of the 110 kV network at three substations.</p> <p>By using this network model, the results may not necessary be reliable in all parts of the transmission network of Kainuu, but the network model is sufficient for the needs of the client organization. On the basis of this introduction, ideas to improve the Tekla NIS network calculation application were presented. Also the network model should be developed further in future and ideas to develop it were also presented.</p>			
<p>Keywords</p> <p>power system analysis, transmission network, network information system</p>			
public			

ESIPUHE

Tein tämän opinnäytetyön E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle keväällä 2013. Työ oli mielestäni erittäin mielenkiintoinen, koska siinä yhdistyivät perinteinen sähkötekniikka ja nykyaikaiset verkkotietojärjestelmät. Haasteista huolimatta nautin työn tekemisestä joka hetki. Työ oli opettavainen ja uskon, että työn aikana oppimistani asioista tulee olemaan minulle paljon hyötyä tulevaisuudessa.

Haluan erityisesti kiittää diplomi-insinööri Jussi Niskasta työni ohjaamisesta ja hyvistä kommentteista sekä erityisesti mahdollisuudesta päästä tekemään opinnäytetyö näin mielenkiintoisesta aiheesta. Haluan myös kiittää yliopettaja Juhani Rouvalia hyvistä kommentteista opinnäytetyön eri vaiheissa sekä mielenkiintoisista luennoista opintojeni aikana. Lähetän kiitokset myös kaikille työkavereille ja yhteyshenkilöille, joiden avustuksella verkkomalli on saatu sen viimeisimpään muotoonsa.

Kiitän myös äitiäni, isääni ja pikkusiskoani tuesta ja kannustuksesta opintojeni aikana.

Lopuksi kiitän minulle erityisen tärkeää henkilöä tehokkaasta motivaation ylläpitämisestä viime vuosien aikana. Vaikka oletkin kaukana, innostat minua aina olemaan entistä parempi.

Kajaanissa 29.4.2013

Valtteri Meriruoko

SISÄLTÖ

1	JOHDANTO	7
2	SIIRTOVERKON TEHONJAKOLASKENTA.....	8
2.1	Solmupistemenetelmä	8
2.2	Solmupistetyypit	9
2.3	Suhteellisten arvojen käyttö.....	9
2.4	Solmupisteyhtälöiden muodostaminen	10
2.5	Iterointimenetelmät	12
2.5.1	Newton-Raphson-menetelmä	12
2.5.2	Gauss-Seidel-menetelmä	14
2.6	Tehonjaon laskeminen	16
3	SIIRTOVERKON KOMPONENTTIEN MALLINTAMINEN.....	17
3.1	Johdot.....	17
3.2	Muuntajat.....	18
3.3	Generaattorit	19
4	E.ON KAINUUN SÄHKÖVERKKO OY:N ESITTELY.....	21
4.1	E.ON Kainuun Sähköverkko Oy	21
4.2	Kainuun alueen siirtoverkko	21
4.2.1	Rakenne ja omistajat.....	21
4.2.2	Kuormitukset	24
4.2.3	Johdot ja pylvääät.....	25
4.2.4	Voimalaitokset	27
5	TEKLA NIS -VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ	29
5.1	Tekla NIS yleisesti.....	29
5.2	Komponenttien mallintaminen.....	31
5.2.1	Johdot.....	31
5.2.2	Muuntajat.....	32
5.2.3	Generaattorit	32
5.3	Verkostolaskenta	33
5.3.1	Tehonjakolaskenta	33
5.3.2	Oikosulkulaskenta	34
5.3.3	Maasulkulaskenta	35

6	KAINUUN ALUEEN SIIRTOVERKON MALLINTAMINEN	36
6.1	Kuormitukset	36
6.2	Kantaverkko	37
6.2.1	Kantaverkon mallintaminen usealla generaattorilla	39
6.2.2	Kantaverkon mallintaminen yhdellä generaattorilla	43
6.2.3	Kantaverkon mallinnustavan valinta	44
6.3	Johdot.....	46
6.4	Voimalaitokset	47
7	KAINUUN ALUEEN SIIRTOVERKON TEHONJAON TARKASTELUA.....	53
7.1	Peruskytkentätilanteet.....	53
7.1.1	Kesä.....	54
7.1.2	Talvi.....	60
7.1.3	Yhteenveto peruskytkentätilanteista	65
7.2	Tihisenniemen ja Vihtamon välisen voimajohdon saneeraus.....	66
7.2.1	Kesäajan kuormituksella	67
7.2.2	Talviajan kuormituksilla	70
7.2.3	Yhteenveto Tihisenniemen ja Vihtamon välisen voimajohdon saneerauksesta	74
8	KEHITYSEHDOTUKSIA	76
8.1	Tekla NIS	76
8.2	E.ON Kainuun Sähköverkko Oy	78
8.3	Muut osapuolet.....	80
9	YHTEENVETO.....	82

LÄHTEET

LIITTEET

LIITE 1. SIIRTOVERKON TEHONJAKOSOVELLUKSEN KÄYTTÖOHJE

1 JOHDANTO

Verkostolaskenta ja sähköverkon matemaattinen mallintaminen ovat aina olleet kiinteä osa verkko-yhtiön toimintaa. Nykyaikaiset verkkotietojärjestelmät mahdollistavat monipuoliset ja laajat verkosto-laskennat, joita voidaan hyödyntää verkkoyhtiön toiminnassa erittäin monipuolisesti. KJ- ja PJ-verkkojen laskeminen on suomalaisissa jakeluverkkoyhtiöissä arkipäivää. Kun laskentoja suoritetaan paljon, verkkoyhtiö oppii tuntemaan verkkonsa ja osataan tunnistaa verkkojen heikkoja kohtia ja pullonkauloja. Nämä voidaan sitten ottaa huomioon investointeja suunnitellessa.

Tavallisesti jakeluverkkoyhtiöissä ei ole ollut käytössä minkäänlaista laskentasovellusta siirtoverkolle, vaikka jakeluverkkoyhtiöt yleensä omistavatkin siirtoverkon osia. Tästä on seurannut, että on oltu erittäin riippuvaisia kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n laskentatuloksista, minkä vuoksi ei ole syntynyt aikaisemmin samanlaista vaikutelmaa siirtoverkosta kuin KJ- ja PJ-verkoissa. Verkkoyhtiön periaatteelliseen toimintaan kuuluu, että kaikki yhtiön omistamat ja toimintaan vaikuttavat verkot tulisi mallintaa, jotta niitä pystyttäisiin hallitsemaan. Erityisesti hajautetun tuotannon lisääntymisen myötä on nykyään tarvetta jakeluverkkoyhtiöilläkin mallintaa siirtoverkkoaan, koska aikoinaan Suomen siirto-verkot on suunniteltu suurten voimalaitosten keskitettyä sähköntuotantoa varten ja siksi on tarvetta työkalulle, jolla voitaisiin tutkia hajautetun tuotannon vaikutuksia. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n käyttämässä Tekla NIS (Network Information System) -verkkotietojärjestelmässä on viimeaikoina tullut mahdolliseksi laskea silmukoituja suurjännitteisiä sähköverkkoja.

Tämän opinnäytetyön tavoite on ottaa käyttöön E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle Tekla NIS:n siirtoverkon laskentasovellus niin, että tehonjakolaskennalla voidaan tarkastella siirtoverkon kuormittumista, jännitteitä ja tehohäviöitä sen nykytilassa ja simuloida erilaisia kytkentätilanteita. Siirtoverkko pyritään mallintamaan mahdollisimman tarkasti saatavilla olevan tiedon ja Tekla NIS - verkkotietojärjestelmän mahdollisuuksien mukaan, jotta laskentatulokset vastaisivat kantaverkkoyhtiön laskentatuloksia. Mallinnettavat verkon osat ovat alueen voimalaitokset, sähköasemien väliset yhteysjohdot ja liityntäpisteet kantaverkkoon. Jakeluverkon kuormitusten mallintamisessa käytetään suoraan etäluettavien energiamittareiden mittaustietoja. Tässä työssä verkkomallia mallinnetaan myös oikosulkulaskentaa varten, jolloin oikosulkulaskenta on mahdollisimman vaivatonta ottaa käyttöön tulevaisuudessa. Tämän työn yhteydessä oikosulkulaskennan käyttöönottoa ei tehdä.

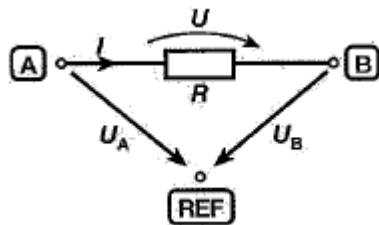
Työssä tutkitaan ensin siirtoverkon tehonjakolaskennan laskentamenetelmiä ja komponenttien mallintamista. Työssä esitellään työkaluna käytettävä Tekla NIS -verkkotietojärjestelmä ja tutkitaan sen mahdollisuuksia mallintaa ja laskea siirtoverkkoa. Lisäksi työssä esitellään Kainuun alueen siirtoverkon rakenne ja mallinnetaan siirtoverkko verkkotietojärjestelmään mahdollisuuksien mukaan tehonjako- ja oikosulkulaskentaa varten. Lopuksi työssä tarkastellaan siirtoverkonverkon tehonjakoa peruskäytännössä ja poikkeavissa kytkentätilanteissa. Tarkoituksena on kartoittaa siirtoverkon kuormitusastetta nykytilassa ja jäljellä olevaa kapasiteettia.

2 SIIRTOVERKON TEHONJAKOLASKENTA

Tässä luvussa kerrotaan siirtoverkon tehonjakolaskennan teoriasta. Siirtoverkot ovat yleensä osittain silmukoitu, koska silmukoinnilla pyritään lisäämään sähkönsyötön luotettavuutta. Toisaalta silmukointi muuttaa verkon laskentamenetelmiä ja silmukoidun verkon laskeminen ei ole samanlaista kuin säteittäisellä verkolla. Koska siirtoverkon voidaan ajatella koostuvan solmupisteistä eli sähköasemista ja voimalaitoksista, käydään ensin läpi silmukoidun verkon verkkoyhtälöiden muodostamisen perusperiaate virtapiiriä analysoimalla tasasähköpiireissä. Seuraavaksi kerrotaan millaisia solmupisteitä todellisessa siirtoverkossa on. Lisäksi käydään läpi suhteellinen laskentatapa, jota hyödynnetään paljon tietokoneavusteisessa verkostolaskennassa. Tämän jälkeen kerrotaan miten todellisen siirtoverkon verkkoyhtälöt muodostetaan, kun tunnetaan siirtoverkon tuotanto-, kulutuspisteet ja niiden väliset yhteydet. Koska silmukoidun siirtoverkon verkkoyhtälöt ovat epälineaarisia, ne täytyy ratkaista iteroimalla ja tässä luvussa esitellään kaksi tunnetuinta iterointimenetelmää sähköverkkojen laskemiseen. Lopuksi kerrotaan kuinka siirtoverkon tehonjako lasketaan, kun jännitteet on ratkaistu.

2.1 Solmupistemenetelmä

Jos verkossa solmupisteiden lukumäärä on N , näistä $N - 1$ kpl on riippumattomia. Yhdestä solmupisteestä valitaan vertailupiste, johon laskenta sidotaan. Tuntemattomia ovat muiden solmupisteiden jännitteet referenssisolmuun nähden. Solmupisteistä voidaan laatia yhtälöt Kirchoffin virtalain perusteella. Saadusta yhtälöryhmästä ratkaistaan solmupisteiden jännitteet, joiden perusteella voidaan määrittää eri virtahaarojen jännitteet ja virrat. (Tarkka, Määttänen & Hietalahti 2002, 115.)



KUVIO 1. Kaksi solmupistettä ja referenssipiste (Tarkka, Määttänen & Hietalahti 2006, 116.)

Kuviossa 1 kahta solmupistettä A ja B yhdistää vastus R , jonka jännite U voidaan laskea, kun tunnetaan solmupisteiden jännitteet U_A ja U_B referenssisolmuun REF nähden. Kirchoffin jännitelain mukaan saadaan

$$U = U_{AB} = U_A - U_B \quad (2.1)$$

Ohmin lain mukaan saadaan virraksi I

$$I = \frac{U}{R} = \frac{U_{AB}}{R} = G(U_A - U_B) \quad (2.2)$$

jossa G on vastuksen konduktanssi. (Tarkka, Määttänen & Hietalahti 2002, 116.)

Vaihtosähköpiireissä menetelmä on muodollisesti täysin samanlainen kuin tasasähköpiireissä. Virta-
haarojen konduktanssiarvot G vaihtuvat vain virtahaarojen admittansseiksi Y ja virtalähteet J
osoittimiksi \underline{J} . (Tarkka & Hietalahti, 93.)

2.2 Solmupistetyypit

Siirtoverkkojen voidaan ajatella koostuvan solmupisteistä. Solmupisteeseen liittyy neljä suuretta, jotka ovat solmun kuorman tai tuotannon pätöteho ja loisteho, jännitteen itseisarvo ja jännitteen kulma. Näistä aina kaksi tunnettaan ja kaksi lasketaan. Solmupisteet jaetaan kolmeen ryhmään (Elovaara & Haarla 2011a, 147.):

1. *Kuormitussolmu*. Tällainen on esimerkiksi muuntajan kautta syötetty verkon syöttöpiste. Syötetty pätö- ja loisteho tunnetaan ja on laskettava jännitteen itseisarvo ja kulma. Pätö- ja loisteho voivat olla myös nolli: esimerkiksi pelkkä kytkinlaitos ilman muuntajaa. Jos generaattori antaa vakiosuuruisen loistehon eikä säädä jännitettä, generaattorisolmukin on tällainen solmu.
2. *Generaattorisolmu*. Tällaisessa solmussa on voimalaitos. Generaattorin pätöteho ja jännitteen itseisarvo tunnetaan ja on laskettava loisteho ja jännitteen kulma. Generaattori on varustettu automaattisella jännitteensäädöllä, joka pitää ennalta asetetun jännitteen. Jos jännite laskee liikaa ja generaattorin loistehoraja tulee vastaan, generaattorisolmu muuttuu kuormitussolmuksi.
3. *Vertailusolmu*. Solmussa tunnettaan jännitteen itseisarvo ja kulma, ja on laskettava siihen virtaavan pätö- ja loisteho. Vertailupiste antaa referenssijännitteen kulman, johon kaikkien suureiden vaihesiirtokulmia verrataan. Vertailusolmussa pitää olla generaattori.

Vertailusolmun tarkoitus on antaa jännitteelle referenssikulma ja tasata kulutuksen ja tuotannon välinen ero. Kulutusta ei voida etukäteen tietää täsmälleen, koska verkon häviöitä ei tunneta tarkasti. Jos tällaista solmupistettä ei olisi, jännitettä ei pystyttäisi laskemaan tarkasti, ellei häviötä ole arvattu täsmälleen oikein. Koska jännite ja sen kulma tunnetaan, tätä solmupistettä ei tarvitse ottaa mukaan verkkoyhtälöitä kirjoittaessa. Yhtenäisessä synkronisessa alueessa on vain yksi vertailupiste. (Elovaara & Haarla 2011a, 147.)

2.3 Suhteellisten arvojen käyttö

Siirtoverkkojen laskennassa on tapana käyttää suurearvojen sijaan suhteellisia arvoja. Tällöin käsiteltyä suuretta verrataan ennalta valittuun tai laskettuun perusarvoon. Perusarvot valitaan yleensä järjestelmän toiminta-arvojen läheltä, esimerkiksi jännitteen perusarvoksi valitaan verkon nimellisjännite. Suhteellisilla arvoilla voidaan laskea useissa eri jännitetasoissa olevia siirtoverkkoja ja näin välttyänsä redusoinnilta. Yleensä perusarvoiksi valitaan kolmivaiheteho S_b sekä jänniteportaan pääjännite U_b . Niiden perusteella lasketaan kyseisen jänniteportaan virran ja impedanssin perusarvot (Elovaara & Haarla 2011a, 141):

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} \quad (2.3)$$

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} \quad (2.4)$$

Suureet muutetaan suhteellisiksi arvoiksi jakamalla perusarvolla. Suure voi olla ja yleensä onkin osoitinsuure. Osoittimen suunta säilyy samana, vaikka se jaetaankin perusarvolla. Esimerkiksi impedanssin suhteellinen arvo lasketaan

$$\underline{z} = \frac{\underline{Z}}{Z_b} \quad (2.5)$$

Kolmivaihetehon suhteellinen arvo lasketaan

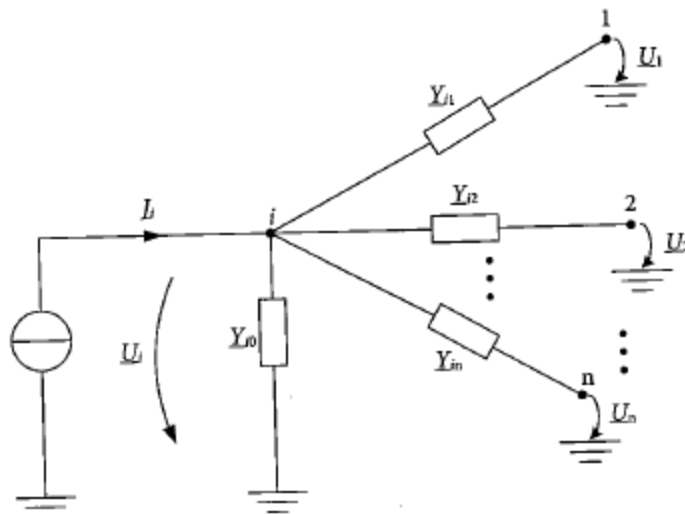
$$\underline{s} = \underline{u} \underline{i}^* \quad (2.6)$$

jossa tulee huomioida, että $\sqrt{3}$:lla kertominen on otettu huomioon jo perusarvoja laskettaessa. (Elovaara & Haarla 2011a, 141–142.)

Suhteellisten arvojen käyttö soveltuu hyvin tietokoneohjelmilla laskettaessa, koska silloin ei tarvitse huomioida suureen yksikköä ja eri jännitetasoissa olevien verkon osien laskenta on helpompaa. Tekla NIS:n laskennassakin hyödynnetään suhteellisia arvoja (Tekla Oy 2011c, 16, 51). Suhteellisten arvojen käytöstä muuntajia ja generaattoreita laskettaessa kerrotaan luvuissa 3.2 ja 3.3.

2.4 Solmupisteyhtälöiden muodostaminen

Kuviossa 2 solmupiste i on liittynyt solmupisteisiin 1, 2, ... n admittansseilla $\underline{Y}_{i1}, \underline{Y}_{i2}, \dots, \underline{Y}_{in}$. \underline{Y}_{i0} on vaiheen ja maan välinen admittanssi. \underline{I}_i on solmupisteen syötettyjen virtojen summa. (Elovaara & Haarla 2011a, 145.)



KUVIO 2. Verkon solmupiste ja sen liittyminen muihin solmupisteisiin (Elovaara & Haarla 2011a, 146.)

Kirchoffin I lain mukaan

$$\underline{J}_i = \underline{Y}_{i0}\underline{U}_i + \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij}(\underline{U}_i - \underline{U}_j) \quad (2.7)$$

eli toisin järjestettynä (Elovaara & Haarla 2011a, 145-146.):

$$\underline{J}_i = \left(\underline{Y}_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \underline{Y}_{ij} \right) \underline{U}_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j \quad (2.8)$$

Yhtälö kirjoitetaan kaikille verkon solmupisteille, niin saadaan matriisiyhtälö (Elovaara & Haarla 2011a, 146.):

$$\begin{bmatrix} \underline{J}_1 \\ \vdots \\ \underline{J}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & \underline{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

eli

$$\underline{J} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (2.10)$$

\underline{U}_i on solmupisteen i jännite ja n solmuspisteiden lukumäärä. \underline{Y} on solmupisteadmittanssimatriisi, jonka alkiot ovat itseisadmittansseja \underline{Y}_{ii} ja yhteisadmittansseja \underline{Y}_{ij} . Itseisadmittanssi on solmupisteen liittyvien impedanssien käänteisarvojen summa. Yhteisadmittanssi on solmupisteiden välisen impedanssin käänteisluku kerrottuna luvulla -1. (Elovaara & Haarla 2011a, 146.)

Yhtälöryhmästä ei voida suoraan ratkaista jännitteitä, koska yhtälön 2.10 lähdesuureita ei todellisuudessa tunneta virtoina vaan tehoina. Pätö- ja loisteho polaarissa esitysmuodossa arvoilla $k = 1, 2, \dots, (n-1)$ ovat (Elovaara & Haarla 2011a, 148.):

$$P_k = \sum_{i=1}^n U_k Y_{ki} U_i \cos(\theta_{ki} - \delta_i + \delta_k) \quad (2.11)$$

$$Q_k = \sum_{i=1}^n U_k Y_{ki} U_i \sin(\theta_{ki} - \delta_i + \delta_k) \quad (2.12)$$

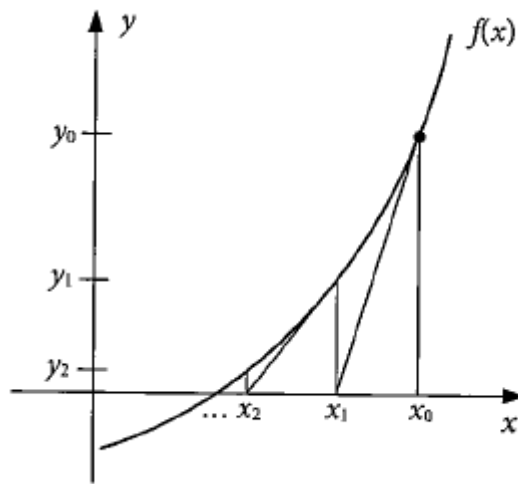
Nämä yhtälöt ovat epälineaarisia ja ne täytyy ratkaista iteroimalla.

2.5 Iterointimenetelmät

Silmukoidun verkon verkkoyhtälöt ovat epälineaarisia ja epälineaariset yhtälöt täytyy ratkaista iteroimalla. Tekla NIS:ssä valittavissa olevat iterointialgoritmit ovat Newton-Raphson- ja Gauss-Seidel-menetelmät (Tekla Oy 2011c, 16, 51).

2.5.1 Newton-Raphson-menetelmä

Newton-Raphson-menetelmä perustuu siihen, että epälineaarisen funktion ratkaisu voidaan etsiä korvaamalla funktion kuvaaja likiarvon kohdalla tangentillaan ja laskemalla tangentin avulla parempi likiarvo. Newton-Raphson-menetelmää on havainnollistettu kuviossa 3. (Elovaara & Haarla 2011a, 149.)



KUVIO 3. Newton-Raphson-menetelmä (Elovaara & Haarla 2011a, 149.)

Jos on löydettävä x siten, että yhtälö $f(x) = y_1$ toteutuu ja alkuarvaus ratkaisulle on x_0 , niin tehtävänä on löytää Δx_1 siten, että

$$f(x_0 + \Delta x_1) = y_1 \quad (2.13)$$

Lausekkeen Taylorin sarjasta otetaan vain kaksi ensimmäistä termiä, jolloin saadaan

$$\Delta x_1 = \frac{y_1 - f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (2.14)$$

eli

$$x_1 = x_0 + \frac{y_1 - f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (2.15)$$

Tämä vastaa kuvaajan korvaamista tangentillaan. (Elovaara & Haarla 2011a, 149-150.)

Jos muuttujia on useita, voidaan menettely yleistää yhtälöryhmiä koskevaksi:

$$y_1 = f_1[x_1(0), x_2(0) \dots x_n(0)] + \frac{\partial f_1(0)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_2(0)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n(0)}{\partial x_n} \Delta x_n \quad (2.16)$$

Kun kaikki yhtälöt korvataan samalla tavalla, saadaan lineaarinen yhtälöryhmä, joka voidaan ratkaista. Ratkaisuna saadaan korjaukset $\Delta x_1, \Delta x_2 \dots \Delta x_n$. (Elovaara & Haarla 2011a, 150.)

$$x_i(1) = x_i(0) + \Delta x_i \quad (2.17)$$

Sama lasku toistetaan tarkempien likiarvojen saamiseksi likiarvoilla $x_1(1), x_2(1) \dots x_n(1)$. Merkitään iteraatiokierroksen alussa olevia arvoja $x_1(k)$, seuraavat korjaukset voidaan saada yhtälöistä (Elovaara & Haarla 2011a, 150.):

$$\begin{aligned} y_1 - f_1[x_1(k), x_2(k) \dots x_n(k)] &= \frac{\partial f_1(k)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_2(k)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n(k)}{\partial x_n} \Delta x_n \\ y_2 - f_2[x_1(k), x_2(k) \dots x_n(k)] &= \frac{\partial f_1(k)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_2(k)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n(k)}{\partial x_n} \Delta x_n \\ &\dots \\ y_n - f_n[x_1(k), x_2(k) \dots x_n(k)] &= \frac{\partial f_1(k)}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_2(k)}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n(k)}{\partial x_n} \Delta x_n \end{aligned} \quad (2.18)$$

Uudet likiarvot saadaan lisäämällä korjaukset aikaisempiin.

$$x_i(k+1) = x_i(k) + \Delta x_i \quad (2.19)$$

Yhtälöryhmän kertoimina olevista osittaisderivaatoista muodostetaan Jacobin matriisi \mathbf{H} funktioille $f_1, f_2 \dots f_n$. Laskun kulku voidaan kirjoittaa matriisimuotoon (Elovaara & Haarla 2011a, 150.):

$$\mathbf{y} - \mathbf{f}(k) = \mathbf{H}(k)\mathbf{x} \quad (2.20)$$

ja

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{x}(k) + \mathbf{H}(k)^{-1}(\mathbf{y} - \mathbf{f}(k)) \quad (2.21)$$

Sähköverkon jännitteiden iteroinnissa Newton-Raphson-menetelmää sovelletaan seuraavasti (Elovaara & Haarla 2011a, 151.):

1. Ryhmitellään yhtälöt 2.11 ja 2.12 siten, että ensin tulevat kuormituspisteet ja niiden jälkeen generaattoripisteet. Jos solmupisteitä on n kappaletta ja generaattoripisteitä m kappaletta, kuormituspisteitä on yhteensä $n - m - 1$ kappaletta, sillä yksi piste valitaan vertailupisteeksi.
2. Kirjoitetaan yhtälöitä 2.18 vastaavat yhtälöt

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{n-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{n-m-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1 & \mathbf{H}_2 \\ \mathbf{H}_3 & \mathbf{H}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{n-1} \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_{n-m-1} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Jossa H -matriisit ovat edellä mainittuja Jacobin matriiseja, joiden alkiot ovat:

$$\begin{aligned} H_{1ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & H_{2ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial U_j} \\ H_{3ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & H_{4ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} \end{aligned} \quad (2.23)$$

3. Annetaan jännitteiden kulmille ja itseisarvoille alkuarvot.
4. Lasketaan alkuarvoja käyttäen yhtälöistä 2.11 ja 2.12 P ja Q .
5. Todellisten ja laskettujen tehojen erotus syötetään yhtälöryhmään 2.22
6. Käännetään osittaisderivaattamatriisi ja lasketaan korjaukset jännitteiden itseisarvoille ja kulmille.
7. Lisätään saadut korjaukset jännitteiden itseisarvoihin ja kulmiin. Palataan kohtaan 4.

Iterointia toistetaan kunnes tulokset ovat riittävän tarkkoja. Iteroinnin päättämiskriteeri testataan kohdassa 5. Jos todellisten ja laskettujen tehojen ero on pienempi kuin annettu toleranssi, jännitteiden itseisarvot ja kulmat ovat riittävän tarkkoja. (Elovaara & Haarla 2011a, 151.)

2.5.2 Gauss-Seidel-menetelmä

Gauss-Seidel-menetelmä on iteratiivinen algoritmi epälineaaristen yhtälöryhmien ratkaisemiseen. Gauss-Seidel-menetelmässä aluksi arvataan muuttujille arvot, yleensä perustuen käytännön kokeeseen. Yhtä yhtälöistä käytetään ratkaisemaan yhden yksittäisen muuttujan arvo korvaamalla jäljelle jääneiden muuttujien arvot arvatuilla arvoilla tai sen hetkisillä iteroiduilla arvoilla. Muuttujan arvo päivittyy heti ja viimeisintä arvoa käytetään aina, kun toiminta suoritetaan seuraavalle muuttujalle. Kun toiminto toistetaan jokaiselle muuttujalle, silloin on suoritettu yksi iteraatio. (Kothari ja Nagrath 1989, 183.)

Iteraatioprosessi toistetaan, kunnes vastaus on saavuttanut halutun laskentatarkkuuden ε (Kothari ja Nagrath 1989, 185):

$$|x_{uusi} - x_{vanha}| < \varepsilon \quad (2.24)$$

Sähköverkon jännitteiden iteroinnissa Gauss-Seidel-menetelmää sovelletaan seuraavasti:

Ratkaistaan yhtälöstä 2.8 \underline{U}_i ja sijoitetaan $\underline{I}_i = (P_i - jQ_i)/\underline{U}_i^*$, niin saadaan yhtälö

$$\underline{U}_i = \frac{\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} + \sum_j \underline{Y}_{ij} \underline{U}_j}{\underline{Y}_{i0} + \sum_j \underline{Y}_{ij}} \quad (2.25)$$

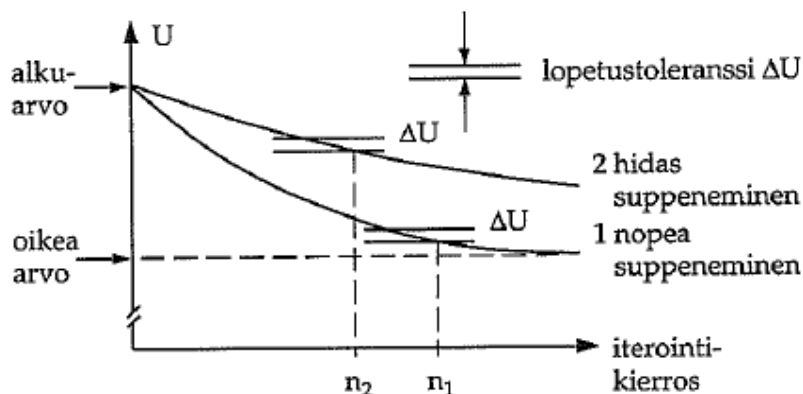
jota iteroimalla voidaan ratkaista kuormituspisteen jännite ja kulma. Yhtälössä \underline{U}_i^* on alkuarvauksen tai edellisen iterointikierroksen konjugaattiarvo. Laskettua \underline{U}_i :n arvoa käytetään hyväksi heti seuraavien solmupisteiden jännitteitä laskemiseen. (Mörsky & Mörsky 1994, 26.)

Generaattoripisteille tunnetaan pätöteho P ja jännitteen itseisarvo U , ja tuntemattomia ovat loisteho Q ja jännitteen vaihekulma δ . Jokaisen iterointikierroksen alussa generaattoripisteiden loisteho ja jännitteen vaihekulma korvataan uusilla arvoilla. Pisteessä tuotettu loisteho saadaan päivitettyä yhtälöllä 2.12 ja jännitteen kulma yhtälöstä 2.25. (Kothari & Nagrath 1989, 186.)

Iteraatio lopetetaan kun solmupisteen peräkkäisten iteraatiokierroksen jännitteiden ero on saavuttanut halutun laskentatarkkuuden ε (Kothari & Nagrath 1989, 185.):

$$|U_i^{(p+1)} - U_i^{(p)}| < \varepsilon \quad (2.26)$$

Huonona puolena Gauss-Seidel-menetelmässä on sen epävarma ja hidas suppeneminen. Jos iteroinnin lopetus perustuu peräkkäisillä kierroksilla saatujen arvojen erotukseen, saattaa saatu arvo erota paljonkin oikeasta arvosta. Kuviossa 4 on esitetty Gauss-Seidel-menetelmän suppenemisominaisuuksia. (Mörsky & Mörsky 1994, 26.)



KUVIO 4. Gauss-Seidel-menetelmän suppenemisominaisuuksia (Mörsky & Mörsky 1994, 27.)

Gauss-Seidel-algoritmin suppenemista voidaan joskus kiihdyttää kiihdytyskertoimella ω :

$$U^{p+1}(\text{kiihdytetty}) = U^p + \omega(U^{p+1} - U^p) = U^p + \omega\Delta U^p \quad (2.27)$$

Kertoimen valinta riippuu tutkittavasta verkosta. 1,6 on usein käytetty arvo ja kertoimen arvon tulisi olla yhden ja kahden väliltä. Väärä valinta voi hidastaa suppenemista tai voi jopa aiheuttaa erkaantumisen. (Kothari ja Nagrath 1989, 186.)

Gauss-Seidel-menetelmä oli eräs ensimmäisiä sähköverkkojen tehojaon laskennassa käytettyjä menetelmiä. Sen etuna on helppo ja nopea ohjelmointi ja pieni muistitilan tarve. Nykyään Gauss-Seidel-menetelmää ei yleensä käytetä uusien sovelluksien tehtäessä, sillä Newton-Raphson-menetelmä on käytännössä syrjäyttänyt sen tietotekniikan kehittyessä. (Mörsky & Mörsky 1994, 26.)

Tekla NIS:ssä on valittavana Gauss-Seidel-menetelmä, koska teoriassa on mahdollista, että Newton-Raphson-menetelmä ei suppene ollenkaan, ja silloin täytyy käyttää Gauss-Seidel-menetelmää (Syrjä 2009, 19).

2.6 Tehonjaon laskeminen

Jännitteiden laskemisen jälkeen lasketaan johtojen virrat, tehot ja tehohäviöt. Solmupisteiden k ja i välillä olevassa admittanssissa \underline{Y}_{ki} kulkee virta

$$\underline{I}_{ki} = \underline{Y}_{ki}(\underline{U}_k - \underline{U}_i) \quad (2.28)$$

ja johdolle $k - i$ virtaa solmupisteestä k näennäisteho

$$\underline{S}_{ki} = \underline{U}_k \underline{I}_{ki}^* = \underline{U}_k \underline{Y}_{ki}^* (\underline{U}_k^* - \underline{U}_i^*) \quad (2.29)$$

sekä johdossa aiheutuvat näennäistehohäviö

$$\underline{S}_{hki} = \underline{Y}_{ki}^* (\underline{U}_k - \underline{U}_i)^2 \quad (2.30)$$

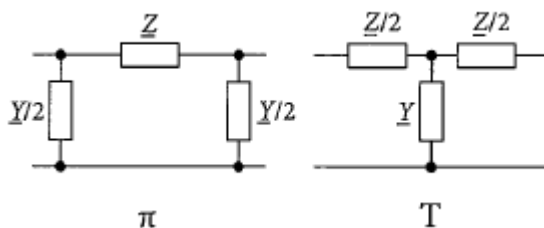
(Elovaara & Haarla 2011a, 152.)

3 SIIRTOVERKON KOMPONENTTIEN MALLINTAMINEN

Edellisessä luvussa kerrottiin kuinka silmukoitujen siirtoverkkojen tehonjako lasketaan. Tässä luvussa kerrotaan miten siirtoverkon laskennassa käytettävät komponentit kuvataan. Tässä työssä mallinnettavat komponentit siirtoverkon tehonjako- ja oikosulkulaskentaa varten ovat solmupisteiden väliset yhteydet eli johdot, muuntajat ja generaattorit. Komponenttimalleina käytetään yksivaiheisia sijaiskytkentöjä. Tässä luvussa esitellään näiden komponenttien toimintaa kuvaavat sijaiskytkennät ja kuinka niitä käytetään verkostolaskennassa.

3.1 Johdot

Siirtoverkon tehonjaon laskennassa johtojen mallintaminen on hyvin samanlaista kuin jakeluverkon laskennassa. Periaatteessa riittäisi, että johto kuvataan pitkittäisellä impedanssilla \underline{Z} . Maakaapeleiden ja pitkien ilmajohdojen kuvaamisessa johtimien ja maan välisellä kapasitanssilla on jonkin verran vaikutusta jännitteenalenukseen (Lakervi ja Partanen 2008, 26). Tällöin käytetään joko T- tai π -sijaiskytkentää, jotka on esitetty kuviossa 5.



KUVIO 5. Johdon π - ja T-sijaiskytkennät (Lakervi ja Partanen 2008, 26.)

Johdon impedanssi \underline{Z} ja admittanssi \underline{Y} lasketaan seuraavasti (Elovaara & Haarla 2011a, 97):

$$\underline{Z} = (r + j\omega l)s \quad (3.1)$$

$$\underline{Y} = (g + j\omega c)s \quad (3.2)$$

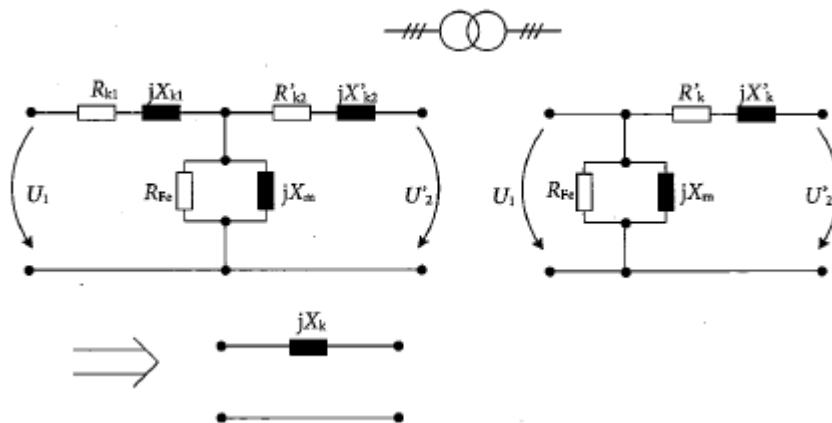
Yhtälöissä r on johdon resistanssi pituusyksikköä kohden, l on johdon induktanssi pituusyksikköä kohden, g on johdon konduktanssi pituusyksikköä kohden, c on johdon kapasitanssi pituusyksikköä kohden, ω on sähköverkon kulmataajuus ja s on johdon pituus.

Konduktanssia g ei tarvitse huomioida 110 kV:n johdoilla tai matalammilla jännitetasoilla, koska sen merkitys on hyvin pieni. Siksi johtojen kapasitiivinen johtokyky ilmoitetaan yleensä vain admittanssin imaginääriosan, susceptanssin b avulla. (Elovaara & Haarla 2011a, 98.)

3.2 Muuntajat

Muuntajat on parasta kuvata yksivaiheisella sijaiskytkennällä, koska yleensä kolmivaiheiset muuntajat ovat symmetrisiä jokaista vaihetta kohden. Tehojakolaskelmissa muuntajat kuvataan tavallisesti pelkällä oikosulkuimpedanssillaan. Tarkemmissa muutosilmiöiden laskelmissa voidaan käyttää kuvion 6 mukaista sijaiskytkentää, jossa on otettu huomioon muuntajan tyhjäkäyntihaara. Tyhjäkäyntihaaraa kuvaavat rautahäviöresistanssi R_{Fe} ja magnetointireaktanssi X_m . (Elovaara ja Haarla 2011a, 130.)

Muuntajan oikosulkuimpedanssin kuvaus riippuu siitä, onko kysymyksessä kaksi- vai kolmikäämi-muuntaja. Vaikka tyhjäkäyntihaaraa ei kuvattaisikaan, sen suuruus, muuntajan kytkentäryhmä sekä muuntajan yleinen rakenne vaikuttavat eräissä tapauksissa sijaiskytkennässä käytettävään impedanssiin suuruuteen. (Elovaara & Haarla 2011a, 130.)



KUVIO 6. Kaksikäämimuuntajan sijaiskytkentä verkostolaskennassa (Elovaara & Haarla 2011a, 131.)

Kaksikäämimuuntajille voidaan soveltaa samanlaista mallia kuin johdolla eli muuntaja kuvataan yksittäisellä impedanssilla \underline{Z}_k (Elovaara & Haarla 2011a, 131). Muuntajien resistanssit ja reaktanssit voidaan laskea kilpiarvoista seuraavasti yhtälöillä 3.4 ja 3.5.

$$\underline{Z}_k = R_k + jX_k \quad (3.3)$$

$$R_k = u_r \frac{U_N^2}{S_N} \quad (3.4)$$

$$X_k = u_x \frac{U_N^2}{S_N} \quad (3.5)$$

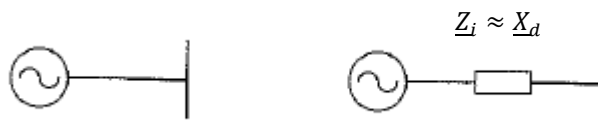
Yhtälöissä R_k on muuntajan resistanssi, X_k on muuntajan reaktanssi, u_r on muuntajan suhteellinen oikosulkuresistanssi, u_x on muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi, U_N on muuntajan mitoitusjännite ja S_N on muuntajan mitoitus-teho.

Yleensä muuntajan kilpiarvoissa ilmoitetaan vain suhteellinen oikosulkuimpedanssi u_z , muuntajan mitoitusteho S_N , nimelliskuormitushäviöt P_k ja tyhjäkäyntihäviöt P_0 . Nimelliskuormitushäviöiden perusteella voidaan määrittää muuntajan suhteellinen oikosulkuresistanssi $u_r = P_k/S_N$. Tämän jälkeen suhteellinen oikosulkuresistanssi voidaan laskea suhteellisen oikosulkuimpedanssin ja -resistanssin avulla. (Lakervi & Partanen 2008, 27.)

Kolmikäämimuuntajalle on myös oma sijaiskytkentänsä. Tässä työssä ei tarvinnut mallintaa yhtään muuntajaa kolmikäämiseksi. Kolmikäämimuuntajan sijaiskytkennästä kertovat lisää Elovaara & Haarla (2011a, 133-134).

3.3 Generaattorit

Yksinkertaisissa oikosulku- ja stabiiliuslaskelmissa generaattoreiden sijaiskytkennät ovat yksinkertaisimmillaan samanlaiset kuin johdolla. Joissakin laskuissa jatkuvan tilan komponenttien lisäksi tulee ottaa huomioon alku- ja muutostilojen reaktanssit (Lakervi ja Partanen 2008, 26). Tehonjakolaskennassa tarvitsee vain tuntea generaattorin tuottama pätöteho ja loistehoalue, eikä sisäisiä impedansseja tarvitse huomioida, koska generaattorit ovat yleensä varustettu automaattisella jännitteensäädöllä, joka pitää generaattorin napajännitteen vakiona. Kuviossa 7 on esitetty generaattorin sijaiskytkennät.



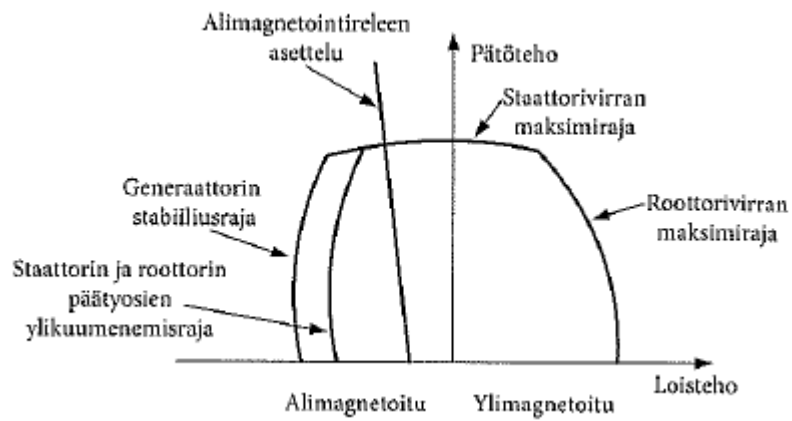
KUVIO 7. Generaattorin sijaiskytkentä tehonjakolaskennassa on vasemmalla. Generaattorin sijaiskytkentä oikosulkulaskennassa on oikealla (Elovaara & Haarla 2011a, 135).

\underline{Z}_i on koneen sisäinen impedanssin pysyvän tilan (jatkuvan tilan) arvossa. Koneen resistanssi R_a on tavallisesti niin pieni, että se voidaan usein jättää huomiotta. X_d on koneen tahtireaktanssi ja se annetaan tavallisesti suhteellisen arvona. Muuntajan tapaan reaktanssin arvo koneen jänniteportaassa voidaan laskea yhtälöllä

$$X_d = x_d \frac{U_R^2}{S_R} \quad (3.6)$$

jossa x_d on suhteellinen tahtireaktanssi, S_R koneen mitoitusteho ja U_R koneen mitoitusjännite. (Elovaara & Haarla 2011a, 136 - 137)

Tarkemmissa oikosulku- ja muutostilalaskuissa generaattoreita kuvataan lisäksi alku- ja muutostilan reaktansseilla X_d'' ja X_d' sekä erilaisilla aikavakioilla. (Elovaara & Haarla 2011a, 138)



KUVIO 8. Tahtigeneraattorin PQ-diagrammi (Elovaara & Haarla 2011a, 376.)

Tahtigeneraattoreiden päto- ja loistehorajat saadaan kuviossa 8 esitetystä PQ-diagrammista. Generaattorin loistehorajat vaikuttavat generaattorin jännitteen säätöön ja ne määritellään generaattori-kohtaisesti. Maksimiloistehoarvon määrittää roottorivirran suurin sallittu virta ja minimiloistehoarvon generaattorin stabiilisuusraja. Maksimipätoehon määrittää staattorin suurin virta tai turbiinin antama maksimiteho. (Elovaara & Haarla 2011a, 375.)

4 E.ON KAINUUN SÄHKÖVERKKO OY:N ESITTELY

Tämä työ tehtiin E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle. Tässä luvussa esitellään E.ON Kainuun Sähköverkko Oy yrityksenä sekä esitellään tässä työssä tarkasteltava Kainuun alueen siirtoverkko, josta E.ON Kainuun Sähköverkko Oy omistaa komponentteja. Siirtoverkosta esitellään tehonjakolaskentaan vaikuttavat osat eli liittynät kantaverkkoon, sähköasemat, voimalaitokset ja niiden väliset yhteysjohdot.

4.1 E.ON Kainuun Sähköverkko Oy

E.ON Kainuun Sähköverkko Oy on E.ON Kainuun tytäryhtiö, joka toimii sähkömarkkinalain määrittämänä jakeluverkon haltijana verkkovastuualueella, joka kattaa Kainuun yhdeksän kuntaa sekä Pyhännän kunnan ja osan Siikalatvan kunnasta Pohjois-Pohjanmaalla. Yhtiö vastaa verkkoalueellaan sähkönsiirrosta, sähköverkon rakennuttamisesta, käytöstä ja kunnossapidosta sekä näihin liittyvien palvelujen ostosta. (E.ON.)

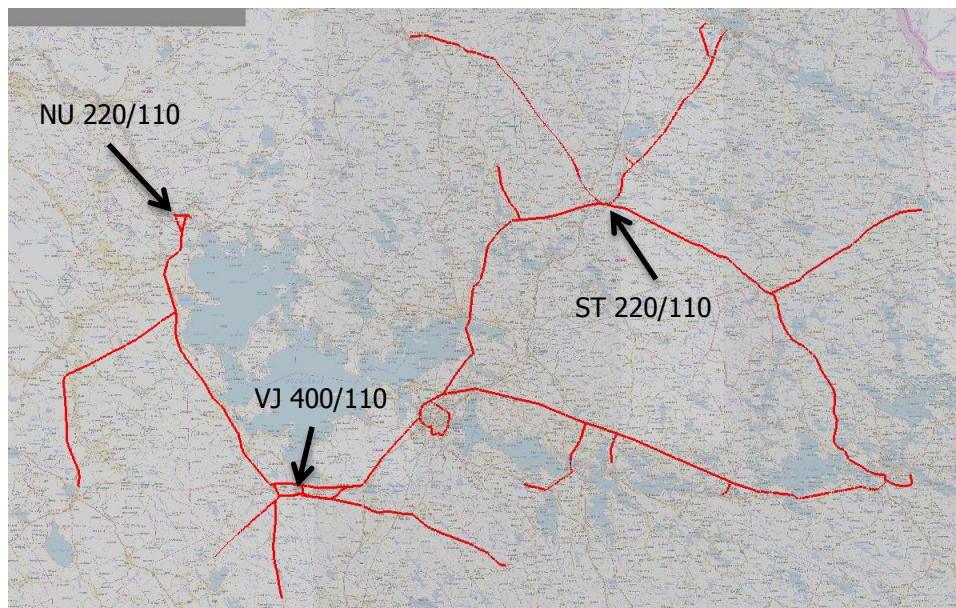
E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualueella haasteita ovat harva asutus ja vähäinen sähköenergiankulutus. Kainuun verkkoalueella onkin vain 2,4 verkkoasiakasta/km², maan keskiarvon ollessa 9,3 verkkoasiakasta/km² (Tolonen 2011, 12). Jakeluverkon kuormitustehoa on huippukuormituksen aikaan 170 MW.

4.2 Kainuun alueen siirtoverkko

Tässä luvussa esitellään tässä työssä mallinnettava Kainuun siirtoverkko. Siirtoverkolle ei ole virallista määritelmää, mutta käytännössä siirtoverkolla tarkoitetaan vähintään 110 kV:n johdoista koostuvaa verkkoa, joka syöttää jakeluverkkoa. Yleisimmät jännitetasot ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV. Tässä työssä tarkastellaan vain 110 kV:n jännitetasoa, koska 400 kV:n ja 220 kV:n muuntopisteet ovat rajauksen kannalta hyvät pisteet, jotka voidaan olettaa erittäin jäykiksi ja oletetaan, että muutokset korkeammissa jännitetasoissa ovat lähes merkityksettömät mallinnettavan siirtoverkon kannalta. Myös E.ON Kainuun Sähköverkko Oy ei omista komponentteja korkeammilta jännitetasoilta ja siksi vaikutuksia niissä jännitetasoissa ei tarvitse tarkastella.

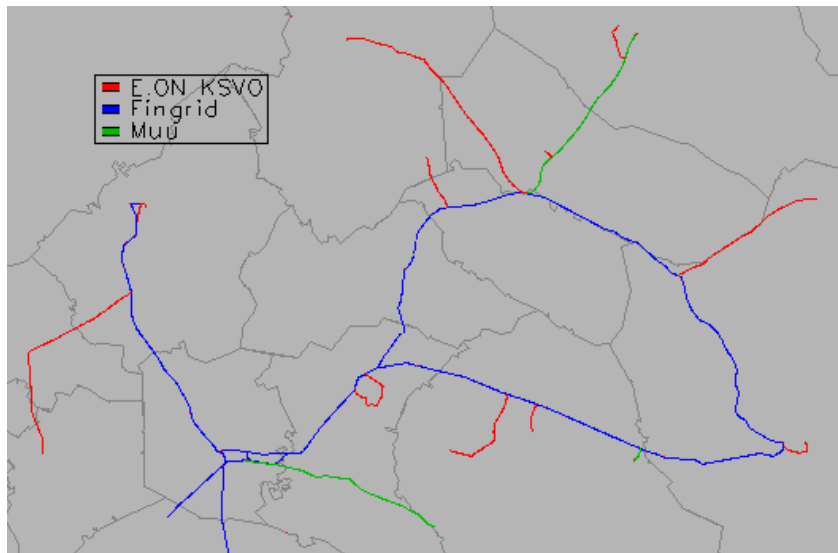
4.2.1 Rakenne ja omistajat

Kainuun alueen 110 kV:n verkon liittytäpisteet kantaverkkoon ovat Vuolijoella (400/110 kV), Seitenoikealla (220/110 kV) ja Nuojualla (220/110 kV). 220 kV:n verkko Seitenoikealta on suorassa yhteydessä Nuojuaan, mistä verkko liittyy 220 kV:n verkkoon. Kainuusta etelään menee myös kaksi yhteyttä Pohjois-Savon puolelle. Kainuun alueen siirtoverkko ja sen liittytäpisteet kantaverkkoon on esitetty kuvassa 1.



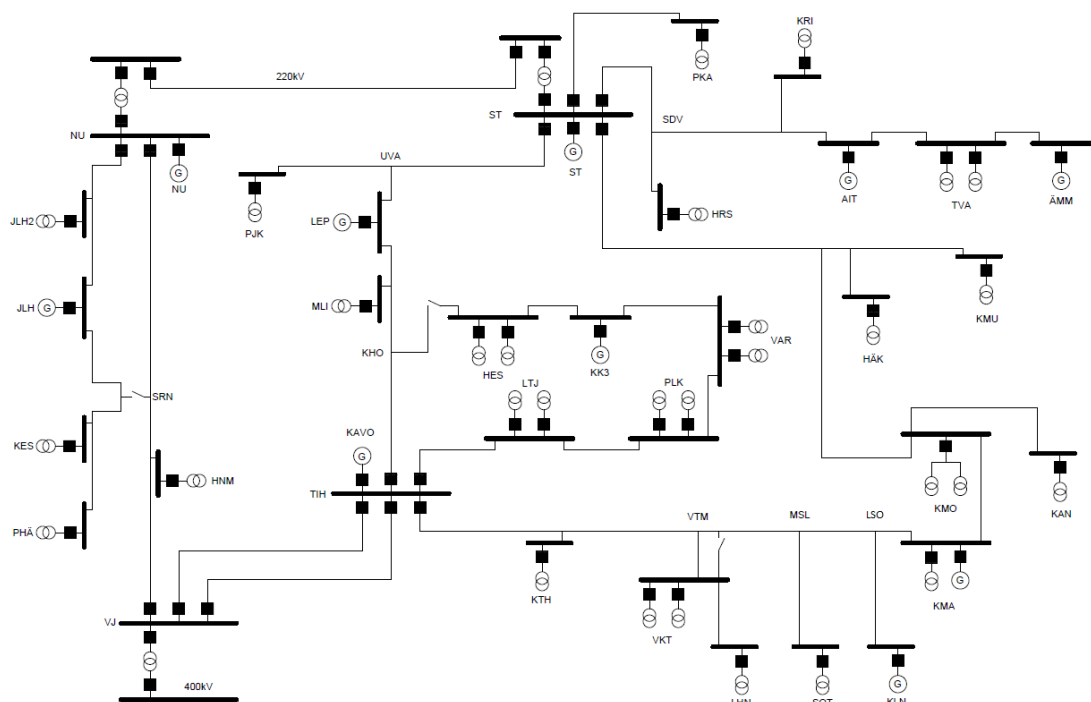
KUVA 1. Kainuun alueen 110 kV:n verkko. VJ tarkoittaa Vuolijoki, NU tarkoittaa Nuojua ja ST tarkoittaa Seiteinoikea.

Kajaanissa on pieni E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistama kaupungin sähköasemat kiertävä rengas, mutta sitä käytetään normaalitilassa säteittäisenä. Suurempi Fingrid Oyj:n rengas haarautuu Kajaanista itään ja rengas kiertää itäisen Kainuun Sotkamon, Kuhmon ja Ristijärven kunta-alueiden kautta Seiteinoikealle. Renkaasta haarautuu E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemia syöttäviä johtoja ja renkaan varrella ovat UPM-Kymmene Oyj:n vesivoimalaitokset Kallioinen ja Katerma. Seiteinoikealta haarautuu E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n johto Puolangalle ja Fortum Power and Heat Oy:n johto Suomussalmelle päin jossa ovat Fortum Power and Heat Oy:n vesivoimalaitokset Ämmä ja Aittokoski ja E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemat Taivalainen, Kurimo ja Hyrynsalmi. Renkaan sulkeva yhteys on Seiteinoikealta Kajaaniin ja Kajaanista on yhteys Vuolijoelle. Läntisellä alueella on Fingrid Oyj:n runkojohto Vuolijoelta Nuojuaan, jossa sijaitsee kaksi Fortum Power and Heat Oy:n vesivoimalaitosta Jylhämä ja Nuojua. Tämän johdon varrella olevalta Säräisniemen erotinasemalta haarautuu E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistama johto Pyhännälle ja toinen johto Jylhämään. Normaalisti erotinasemalla oleva välierotin on auki, näin Pyhännän ja Kestilän sähköasemien syöttö tulee Nuojuan liityntäpisteeltä Jylhämän sähköaseman ja vesivoimalaitoksen kautta. Vuolijoen liityntäpisteestä lähtee myös kaksi Fingrid Oyj:n johtoa Pohjois-Savon puolelle, Otanmäen vaunutehtaan sähköasema sekä itään Talvivaaran kaivoksen syöttöä varten. Johtojen omistajat näkyvät kuvassa 2.



KUVA 2. 110 kV:n johtojen omistajat

Tässä työssä käsitelty siirtoverkko kokonaisuudessa on esitetty kaaviona kuviossa 9, josta näkee kuormitus- ja generaattoripisteiden väliset yhteydet. KytKentätila kuviossa on peruskytKentätila talvi-aikaan. Kesäisin verkko katkaistaan säteittäiseksi Katerman (KMA) ja Kuhmon (KMO) väliltä.



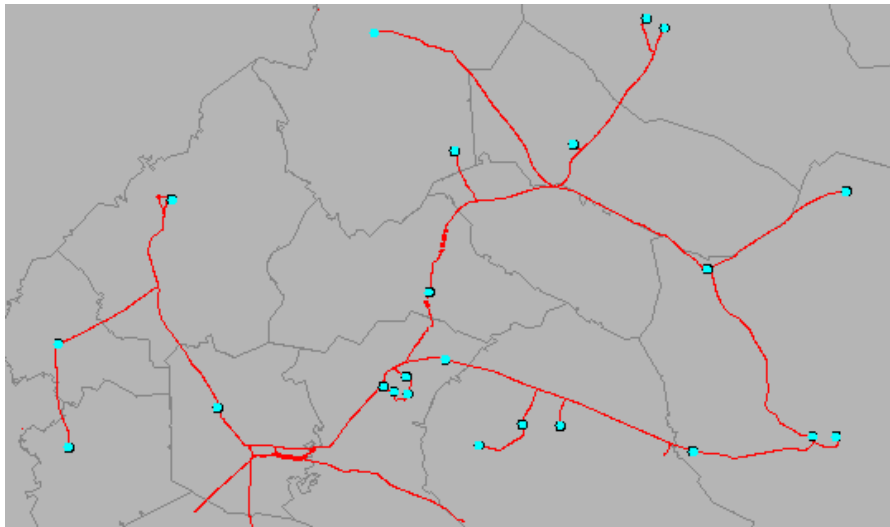
KUVIO 9. Kainuun alueen 110 kV:n verkko kaaviokuvana talviajan peruskytKentätilassa.

Tihisenniemi (TIH), Nuojuva (NU) ja Seitenoikea (ST) ovat Fingrid Oyj:n omistamia sähköasemia ja Säräisniemi (SRN), Kirkkoaho (KHO), Uva (UVA), Vihtamo (VTM), Metsälä (MSL), Leppisuo (LSO) ja Soidinvaara (SDV) ovat Fingrid Oyj:n omistamia erotinasemia.

4.2.2 Kuormitukset

110 kV:n verkkoon liittyy 22 E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemaa, joissa on yhteensä 28 110 kV:n päämuuntajaa. Mondo Minerals -kaivosyhtiöllä on oma sähköasema Lahnaslampi, jonka syöttö tulee E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n johtoa pitkin. Kuormitustehoa huipputehon aikaan Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualueella on 170 MW. Kuvassa 3 on esitetty E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n ja asiakkaiden 110 kV:n verkkoon liittyvien sähköasemien sijainnit kartalla ja sähköasemien väliset yhteydet tunnuksineen näkyvät kuviosta 9. Taulukossa 1 on esitetty E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien päämuuntajat ja huipputehot. Huipputehot perustuvat etäluettavien energiamittareiden mittaustietoon. Jylhämän sähköaseman lähdöstä puolet kuuluu Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n verkkovastuualueeseen eli taulukon 1 huipputeho on vain E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualueen huipputeho. UPM-Kymmene Oyj omistaa Katerman liitynnän kantaverkkoon, mutta E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasema liittyy UPM-Kymmene Oyj:n kiskoon.

Pohjoisen Kainuun alueella on myös 45 kV:n verkkoa, joka syöttää kahta E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemaa. 45 kV:n verkkoa ei yleensä lasketa siirtoverkoksi, vaan nykyisessä verkkomallissa se on osa jakeluverkkolaskentaa, eikä sitä tarkastella tässä työssä.



KUVA 3. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n ja asiakkaiden 110 kV:n verkkoon liittyvät sähköasemat

TAULUKKO 1. Kainuun 110 kV:n verkkoon liittyvät E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemat, päämuuntajat ja huipputehot.

Sähköasema	Tunnus	Muuntaja 1 (MVA)	Muuntaja 2 (MVA)	Huipputeho (MW)
Heinisuo	HES	20	16	14
Honkamäki	HNM	16	-	4
Hyrnsalmi	HRS	16	-	7
Härmänkylä	HÄK	10	-	1
Jylhämä	JLH	16	-	4
Kanninlampi	KAN	25	-	4
Katerma	KMA	16	-	2
Kestilä	KES	10	-	4
Kuhmo	KMO	16	16	11
Kuluntalahti	KTH	16	-	5
Kurimo	KRI	25	-	8
Kuumu	KMU	6,3	-	2
Lohtaja	LTJ	25	30	12
Meteli	MLI	25	-	8
Paljakka	PJK	6,3	-	2
Palokangas	PLK	20	25	20
Puolanka	PKA	16	-	5
Pyhäntä	PHÄ	16	-	6
Sotkamo	SOT	25	-	7
Taivalalanen	TVA	16	25	12
Variskangas	VAR	25	15	12
Vuokatti	VKT	25	15	20

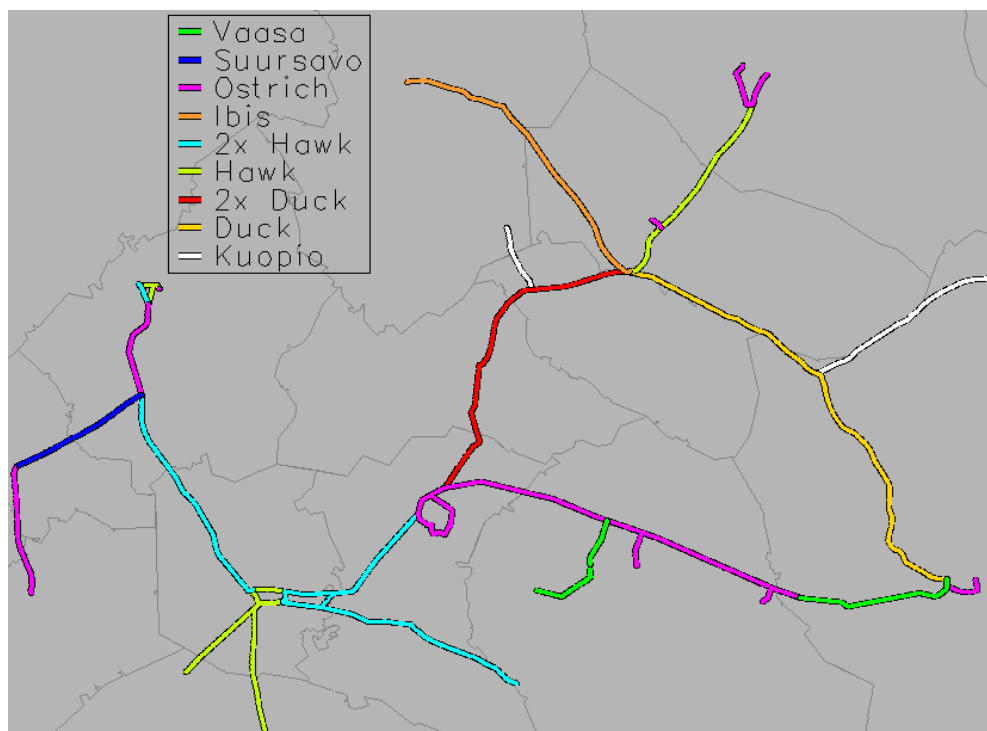
Kainuun alueen siirtoverkkoon on kytketty kolme Valtion Rautatien (VR) liityntäpistettä. Liityntäpisteet sijaitsevat Kuumussa, Kajaanissa ja Vaalassa. VR:n liityntäpisteet liittyvät pääjännitteeseen eli kahden vaiheen väliin ja siksi ne aiheuttavat hetkellisesti epäsymmetristä kuormitusta siirtoverkkoon. Enimmillään kolme sähköveturia voi ottaa tehoa 15 MW. Junia käytetään pääasiallisesti raskaan malmin kuljetukseen, siksi teho on normaalin henkilöjunan ottamaan tehoon verrattuna suurempi. Junan jarruttaessa liityntäpiste syöttää tehoa verkkoon. (Haapavaara 2006-11-23.)

4.2.3 Johdot ja pylvää

Siirtoverkon johtojen kokonaisjohtopituus on 740 km, joista E.ON Kainuun Sähköverkko Oy omistaa 232 km. Siirtoverkko on lähes täysin avojohtorakenteinen, ainoastaan noin 3,5 km on kaapeloitu yksivaiheisilla kaapeleilla (neljä kaapelia joista yksi on varalla). Koska Kainuun siirtoverkkoa on rakennettu eri aikakausilla, on johtolajeissa paljon vaihtelua. Taulukossa 2 on esitetty, millaisia johtolajeja ja kuinka paljon niitä on. Kuvassa 4 näkyy missä päin verkkoa mitäkin johtolajeja on.

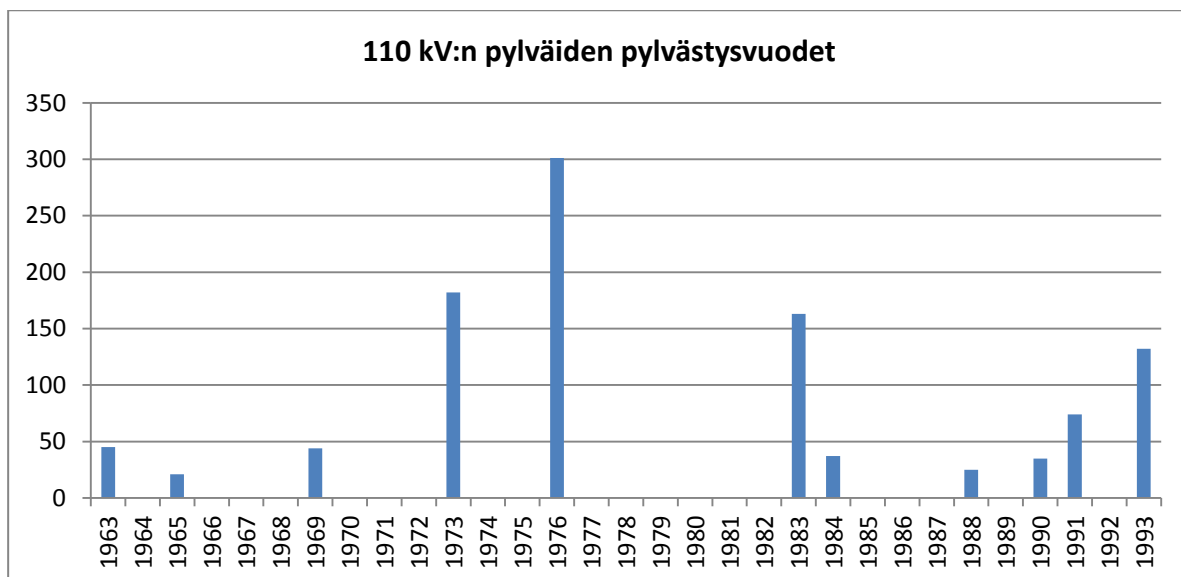
TAULUKKO 2: Kainuun 110 kV:n verkon johtolajit. AHXLMK-W:n pituus on kolmivaiheinen.

Johtolaji	Pituus (km)
2x Hawk	132,5
2x Duck	92,4
Suursavo	23,7
Kuopio	44,6
Imatra	0,4
Ostrich	157,9
Ibis	52,3
Hawk	101,2
Duck	88,9
Vaasa	46,6
1x500 AHXLMK-W	0,9



KUVA 4. 110 kV:n verkon johtolajit. Imatra ja 1x500 AHXLMK-W ovat jätetty pois vähäisen pituuden takia. Kajaanin ja Vuolijoen välillä on rinnan 2x Hawk ja 2x Duck, vain 2x Hawkin väritys erottuu.

Kaikkien johtojen asennusvuosista ei ole tietoa. Pylvästysvuosien perusteella voidaan arvioida, että siirtoverkon vanhimmat osat ovat vuosilta 1963, mutta merkittävä osa siitä on rakennettu vuosina 1973, 1976 ja 1983. Siirtoverkon pylväiden keski-ikä on 33 vuotta. Kuviossa 10 on esitetty 110 kV:n pylväiden pylvästysvuodet.



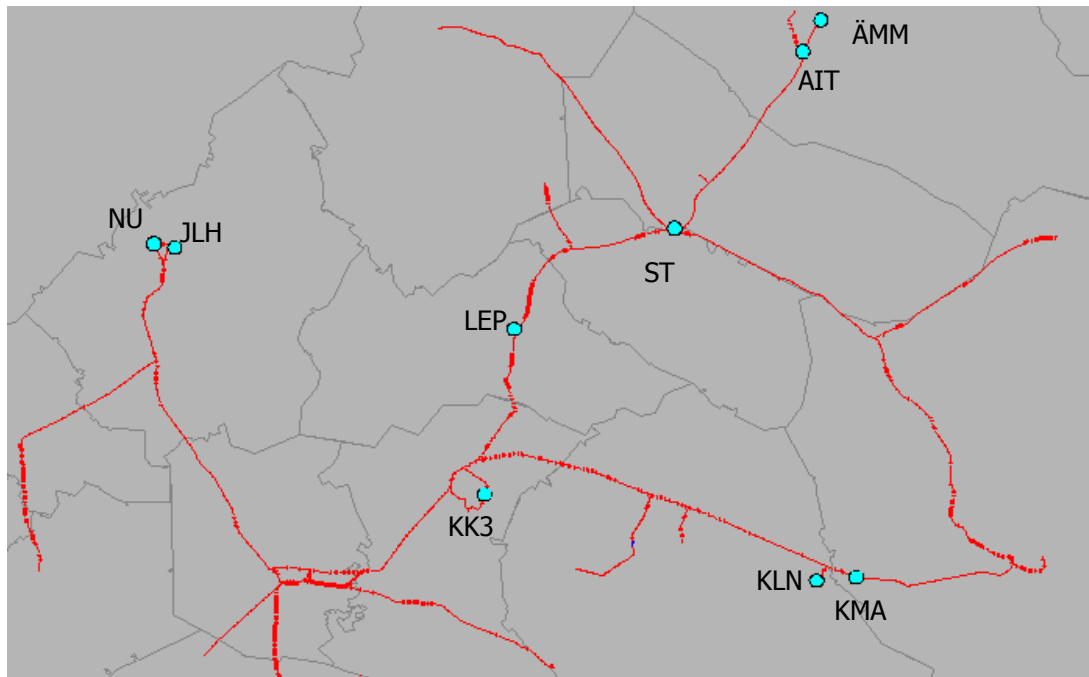
KUVIO 10. Kainuun 110 kV:n pylväiden pylvästysvuodet

4.2.4 Voimalaitokset

Kainuun siirtoverkkoon kytkeytyy yhdeksän vesivoimalaitosta. Vesivoimalaitokset ovat Fortum Power and Heat Oy:n, Kainuun Voiman Oy:n ja UPM-Kymmene Oyj:n omistamia. Taulukossa 3 on esitetty vesivoimalaitosten yleiset tiedot. Kuten taulukosta näkee, voimalaitokset ovat keskisuuria ja pienvoimaloita. Vesivoimalaitosten keskimääräistä tehoa on vaikea arvioida, koska veden vuosittaiset virtaamat ovat satunnaisia. Voidaan olettaa, että kevättulvan aikaan vesivoimalaitokset tuottavat maksimitehonsa, mutta muina vuodenaikoina maksimitehoon ei välttämättä päästä. Esimerkiksi Kallioisen vesivoimalaitoksen teho 12.2.2013 oli 8 MW, mikä on hieman yli puolet sen maksimitehosta.

TAULUKKO 3. Kainuun alueen 110 kV:n verkkoon liittyvät vesivoimalaitokset (Ekoenergia; Fortum Oyj). Kallioisen ja Katerman voimalaitosten maksimitehot ovat arvioita.

Tunnus	Voimalaitos	Omistaja	Maksimiteho (MW)
KK3	Koivukoski III	Kainuun Voima Oy	25
ÄMM	Ämmä	Fortum Power and Heat Oy	16
AIT	Aittokoski	Fortum Power and Heat Oy	47
ST	Seitenoikea	Fortum Power and Heat Oy	39
LEP	Leppikoski	Fortum Power and Heat Oy	21
JLH	Jylhämä	Fortum Power and Heat Oy	57
NU	Nuojua	Fortum Power and Heat Oy	81
KLN	Kallioinen	UPM-Kymmene Oyj	14
KMA	Katerma	UPM-Kymmene Oyj	13



KUVA 5. Kainuun alueen vesivoimalaitokset

Koivukoski III, Leppikoski, Kallioinen ja Katerma syöttävät pääasiassa E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemia, mutta suuremmat voimalaitokset syöttävät normaalitilassa 220/110 kV:n muuntajien kautta kantaverkkoon, koska Kainuun alueella ei tahdo riittää kuormitusta vesivoimalaitosten tuotannolle. Voimalaitosten sijainnit on esitetty kuvassa 5.

Kajaanissa on myös Kainuun Voima Oy:n omistama Tihisenniemen höyryvoimalaitos (tunnus KAVO), joka tuottaa kaukolämpöä kaupungille ja sen lisäksi vastapaine- ja lauhdesähköä. Generaattorilta saatava teho on noin 82 MW, josta noin puolet saadaan E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n käyttöön. Erityistilanteissa pakkaskautena on mahdollista päästä ajoittain 50 MW:n tehoon. (Kangas 2013-02-27)

Kainuussa KJ-verkkoon on kytkeytynyt myös voimalaitoksia. Kuhmossa on Kuhmon Lämpö Oy:n omistama höyryvoimalaitos, jonka sähköteho on 5 MW. Ristijärvellä on E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistama Pyhännänkosken vesivoimalaitos, jonka teho on 3 MW. Kajaanissa on kaksi Kainuun Voima Oy:n omistamaa vesivoimalaitosta Ämmäkosken vesivoimalaitos ja Koivukosken vesivoimalaitokset. Ämmäkosken teho on 5 MW ja Koivukosken teho on 6,5 MW. (Ekoenergia.)

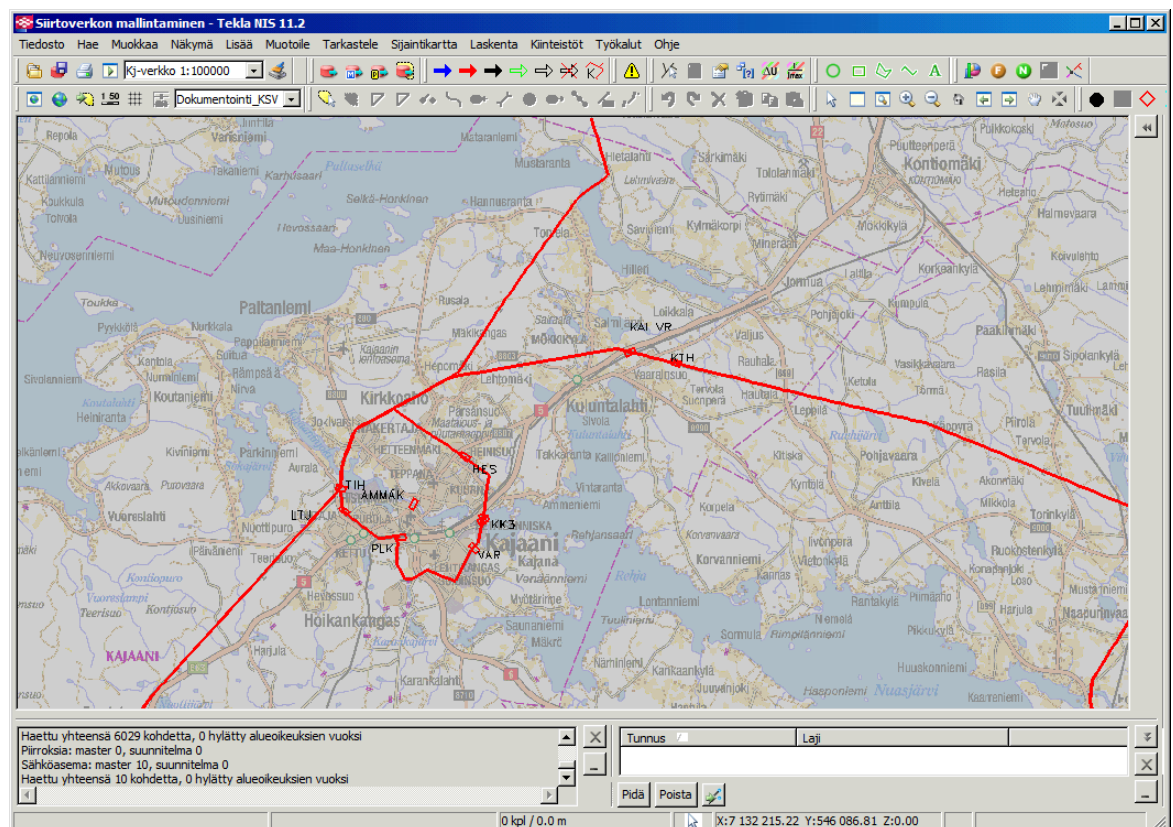
5 TEKLA NIS -VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ

Tässä työssä siirtoverkko mallinnetaan Tekla NIS -verkkotietojärjestelmään. Tässä luvussa esitellään ensin Tekla NIS yleisesti sekä kerrotaan Tekla NIS:n mahdollisuuksista mallintaa siirtoverkkoa ja Tekla NIS:n verkostolaskennasta.

5.1 Tekla NIS yleisesti

Tekla NIS on Tekla Oy:n kehittämä verkkotietojärjestelmä energia- ja vesihuoltoyritysten liiketoimintaan, jonka päätarkoitus on verkko-omaisuuden dokumentointi ja hallinta. Sähköverkkoyhtiön kannalta tämä tarkoittaa sähköverkon komponenttien sijaintitietoja ja teknisiä tietoja. Tekla NIS koostuu valmiista tietomallista, joka on mallinnettu yhteiseen tietokantaan. Käyttäjä voi halutessaan muokata tai laajentaa tietomallia. Yhteinen tietokanta mahdollistaa, että moni eri henkilö voi samanaikaisesti käyttää samaa tietoa yhtä aikaa. Tekla NIS tunnettiin ennen nimellä Tekla Xpower. (Tekla Oy; Elovaara & Haarla 2011a, 164-165.)

Tekla NIS on käyttöliittymältään graafinen. Tekla NIS:stä toiminnot löytyvät pudotusvalikkojen alta ja työkalurivejä käyttäjä voi muokata halutuksi. Tekla NIS:n käyttäjillä on erilaiset roolit sen mukaan mihin he käyttävät Tekla NIS:iä ja siksi eri rooleilla Tekla NIS:n käyttöliittymä näyttää hieman erilaiselta. Tekla NIS:n käyttöliittymä on esitetty kuvassa 6. (Tekla Oy 2011a, 15.)



KUVA 6. Tekla NIS -verkkotietojärjestelmän käyttöliittymä

Kaikki energiaverkkoa koskeva tieto on tallennettu samaan tietokantaan ja siksi käyttäjä aluksi valitsee, mitä verkkokohteita hän haluaa hakea karttanäkymään. Esimerkiksi usein on selkeyden vuoksi hyvä hakea vain sen jännitetason kohteita, jota aiotaan muokata tai tarkastella. Esimerkiksi kuvassa 6 on haettu vain 110 kV:n verkko ja jätetty KJ- ja PJ-kohteet hakematta. Jokaisen kohteen tietoja voidaan muokata ja tarkastella kohteen yksilökohtaisesta ominaisuusikkunasta. Kuvassa 7 on erään katkaisijan ominaisuusikkuna.

Liitteet	Huomautus	Kunnossapitotiedot	Mittauseriä
Yleistiedot	Tekniset tiedot	Sijainti	Vapaat attribuutit -lista +
Mitoitusjännite (kV)	24	Käyttökielto	Ei määritelty
Mitoitusvirta (A)	630.000	Ohjaus	Kauko-ohjaus
Katkaisukyky (kA) *	25.000	Sammutusaine	Tyhjiö
Sulkemiskyky (kA)	62.500		
Terminen kestoverta (A)	0		

OK Hyväksy Peruuta Ohje

KUVA 7: Sähköaseman katkaisijan ominaisuusikkuna Tekla NIS:ssä

Tekla NIS:ssä olevien kohteiden kuvaus on valmiiksi tehty, mutta käyttäjä voi halutessaan muokata ja laajentaa niitä tarpeidensa mukaan. Jokainen kohde on tallennettu tietokannassa kohteen tyyppiä kuvaavaan tauluun. Tauluja on jokaiselle erilaiselle kohdetypille ja taululle määritellään kohteen toiminnan ja yrityksen omaisuuden hallinnan kannalta tarpeelliset attribuuttikentät. Jokaisella kohteella on oma lajinsa, jonka tarkoitus on antaa tarkempaa tietoa kohteesta. Esimerkki taulusta on "katkaisija" ja lajista "moottorihjattu 110 kV katkaisija". Lajeja voidaan myös ryhmitellä ryhmiin joiden ansiosta kaikki tiettyä tarvetta varten tarvittavat kohteet voidaan hakea helposti kerralla. Esimerkki ryhmästä on "KJ-verkko", johon voidaan sisällyttää kaikki KJ-verkon kohteet esimerkiksi KJ-johdot, -kytkinlaitteet ja -pylväät. (Tekla Oy 2012, 4-5.)

Miltä kohde näyttää karttanäkymässä, määritellään lajikohtaisen esitystavan avulla. Esimerkiksi eri jännitetasojen johtoja voidaan esittää selkeyden vuoksi eri väreillä ja johdon asennustapaa eri viiva-tyypeillä. Lajilla voi olla useita eri esitystapoja eri käyttötarkoituksia varten ja kohteen eri esitystapoja voidaan määritellä suunnitelmatyypikohtaisesti. Yleisimpiä suunnitelmatyyppejä ovat kohteiden näyttäminen eri mittakaavassa esimerkiksi tulosteita varten. Tekla NIS:ssä voidaan käyttää erilaisia karttapohjia, jotka avustavat suunnittelussa ja omaisuuden hallinnassa, kun kohde pystytään paikantamaan järjestelmästä hyvin tarkasti. Kartta asetetaan vain taustalle eivätkä kohteet kiinnity karttapohjaan mitenkään. (Tekla Oy 2012, 5-6.)

Tekla NIS -peruspakettiin on saatavilla useita lisäsovelluksia kuten käytöntuki-, verkostolaskenta- ja kunnossapitosovellukset sekä toimintoihin käytettävää tietomäärää voidaan lisätä liittämällä Tekla NIS muihin tietojärjestelmiin kuten asiakastietojärjestelmiin ja kaukokäyttöjärjestelmiin. Tässä työssä käsitellään tarkemmin vain Tekla NIS:n verkostolaskentasovellusta. Muista lisäsovelluksista löytyy tietoa Teklan www-sivuilta (Tekla Oy).

5.2 Komponenttien mallintaminen

Luvussa 3 esiteltiin kuinka siirtoverkon komponentit mallinnetaan tehonjako- ja oikosulkulaskentaa varten. Tässä luvussa esitellään kuinka komponentit kuvataan Tekla NIS:ssä, mitä tietoja komponenteille syötetään ja missä muodossa.

5.2.1 Johdot

Tekla NIS:ssä johtoja kuvataan viivamaisilla johtoalkioilla ja johto-osilla. Johtoalkioilla kuvataan johdon todellista sijaintia maastossa, kun taas johto-osa on verkostolaskentaa varten oleva yksinkertainen malli, joka kulkee suorinta reittiä alkioketjun päätepisteiden välillä. Johto-osien tarkoitus on yksinkertaistaa verkostolaskentaa, ettei ohjelman tarvitse laskea jokaista alkioita erikseen. Johto-osat ovat normaalisti piilotettuina, että ne eivät häiritse tavallista käyttöä. Kiskot mallinnetaan viivamaisilla kisko-osilla. Kisko- ja käyttökapasitanssit (nF/km/vaihe). (Tekla NIS -verkostolaskennan lähtötiedot.)

Johdot mallinnetaan käyttäen luvussa 3.1 esiteltyä π -sijaiskytkentää (Tekla Oy 2011c, 38). Tekla NIS:ssä johtojen ominaistiedot syötetään erilliseen taulukkoonsa. Laskentaa varten syötettäviä tietoja ovat

- resistanssi (Ω/km)
- reaktanssi (Ω/km)
- maa- ja käyttökapasitanssit (nF/km/vaihe). (Tekla NIS -verkostolaskennan lähtötiedot.)

Laskentatuloksien esityksessä hyödynnetään myös

- suurin sallittu kuormitusvirta (A)
- suurin sallittu 1s oikosulkuvirta (kA)
- jäähtymisaika (min)
- taloudellinen rajavirta (A),

kun verrataan johtojen termistä kuormitettavuutta ja suojauksen toimivuutta.

5.2.2 Muuntajat

Muuntajat kuvataan luvussa 3.2 esitellyllä kaksikämmisen muuntajan sijaiskytkennällä. Kolmikäämisille muuntajille on myös oma komponenttinsa, joka perustuu kolmikäämisen muuntajan sijaiskytkentään. Verkostolaskentaa varten syötettäviä tietoja ovat

- mitoitusteho (MVA)
- ensiön, toision ja kolmansion nimellisjännitteet (kV)
- laskentajännite (kV)
- kytkentäryhmä
- pätötyhjäkäyntihäviöt (kW)
- minimi- keski- ja maksimioikosulkuresistanssi (%)
- minimi- keski- ja maksimioikosulkuimpedanssi (%)
- syöttävän verkon resistanssi (Ω)
- syöttävän verkon reaktanssi (Ω)
- maadoitustapa. (Tekla NIS -verkostolaskennan lähtötiedot.)

Tekla NIS:ssä ei ole väliä kumman jännitteen laittaa muuntajan ensiö- ja toisiojännitteiksi, vaan ohjelma pääättelee itse verkon laskentajännitteestä (generaattorin mitoitusjännitteestä), kummin päin muuntaja on. (Mörsky 2013-01-21.)

5.2.3 Generaattorit

Tekla NIS:ssä generaattorit kuvataan yksinkertaisilla generaattorikomponenteilla. Generaattorien mallintaminen perustuu luvussa 3.3 esiteltyyn generaattorin sijaiskytkentään. Tehonjakolaskentaa varten syötetään generaattorin

- mitoitusteho (MVA)
- pätöteho (MW)
- mitoitusjännite (kV)
- jänniteasetus (kV)
- maksimi- ja minimiloistehot (Mvar). (Tekla 2011c, 124-126.)

Generaattorin pätöteho voi myös olla negatiivinen. Silloin generaattori kuluttaa pätötehoa.

Oikosulkulaskentaa varten generaattorille syötetään lisäksi

- nolla-, vasta- ja koneresistanssi (%)
- nolla-, vasta-, oikosulku-, muutos- ja alkureaktanssi (%)
- poikittainen alkureaktanssi (%)
- maadoituksen resistanssi ja reaktanssi (Ω) (jos generaattori on maadoitettu). (Tekla 2011c, 124-126.)

Impedansseja syöttäessä vasta-, alkureaktanssi ja poikittainen alkureaktanssi vaikuttavat toisiinsa eli toisin sanoen kolmas arvo lasketaan kahdesta muusta.

Jos verkossa on useita generaattoreita, täytyy valita yhdestä verkon generaattorista referenssi-generaattori, joka toimii verkon referenssipisteenä. Referenssigeneraattorilla kuvataan verkon jäykintä pistettä eli sen jännite pysyy aina asetellussa arvossa. Referenssigeneraattori myös tasaa alueellisen verkon tuotannon ja kulutuksen eli sen pätö- ja loisteho voivat vaihdella rajattomasti, toisin kuin normaalit generaattorit syöttävät vakiopätötehoa ja loistehoa annettujen rajojen sisällä. (Tekla 2011c, 10).

Yleensä alueellisen 110 kV:n verkon jäykin piste ei kuitenkaan ole oikeasti yksittäinen generaattori, vaan liittymispiste kantaverkkoon. Generaattorilla voidaan kuvata kantaverkon liittymispistettä, silloin generaattorin oikosulkuimpedanssiksi oikosulkulaskentaa varten laitetaan muuntajan toision jännitetasoon redusoitu muuntajan oikosulkuimpedanssin ja syöttävän taustaverkon impedanssin summa (Mörsky 2013-01-21).

5.3 Verkostolaskenta

Verkostolaskenta on yksi jakeluverkkoyhtiöiden toiminnan kulmakivistä ja siksi verkostolaskentasuoritteet ovat integroitu Tekla NIS:iin. Verkostolaskentaa voidaan jakeluverkkoyhtiöiden toiminnassa hyödyntää erittäin monella eri tavalla, kuten uuden verkon suunnittelussa, verkon nykytilan tarkastelussa sekä erilaisten poikkeavien tilanteiden simuloinnissa.

Tekla NIS:ssä pystytään laskemaan verkkojen tehonjakoa, oikosulku- ja maasulkutilanteita. Tekla NIS:ssä on rengas- ja säteittäisverkkojen laskentaa varten omat laskentamodulit. Verkostolaskenta on mahdollista kaikilla jännitetasoilla, mutta jännitetasoittain ja verkkotyypeittäin on muutamia rajoituksia. (Mörsky 2011, 3.)

Tekla NIS:ssä verkostolaskenta voidaan suorittaa keski-jännitteellä vähintään yhdelle lähdölle kerralla, mutta myös voidaan valita useita lähtöjä laskettavaksi kerralla. Pienjännitteellä laskenta voidaan suorittaa vähintään yhdelle muuntopiirille. Suurjännitteellä lasketaan koko SJ-verkko. Laskenta voidaan haluttaessa suorittaa tietyn jännitetason koko verkkomassalle ja sitä kutsutaan massalaskennaksi. Massalaskennassa lasketaan koko verkko tai suuri osa verkosta kerralla ja tallennetaan laskentatulokset tietokantaan, mikä mahdollistaa laskentatulosten käyttämisen suoraan tietokannasta.

Tekla NIS:ssä laskenta suoritetaan valitsemalla ensin laskentamoduli (säteittäis- tai rengasverkko), jännitetaso (PJ, KJ tai SJ) ja laskentavat (tehonjako, oikosulku ja/tai maasulku) ja määritellään parametrit laskentaa varten. Valitaan halutut verkot ja annetaan ohjelmalla komento aloittaa laskenta. Tekla NIS esittää laskentatulokset listamaisena raporttina, johon on listattu kaikki laskettavan verkon johto-osat. Tuloksia voidaan tarkastella myös taulukkona tai johto-osakohtaisesti. Taulukkomuotoisia laskentatuloksia voidaan siirtää taulukkolaskentaohjelmiin ja hyödyntää verkkotietojärjestelmän ulkopuolella.

5.3.1 Tehonjakolaskenta

Tehonjakolaskenta voidaan tehdä säteittäis- tai rengasverkoille ja laskenta voidaan tehdä PJ-, KJ- ja SJ-jännitetasoissa. Laskenta tukee myös useita jännitetasoja kerralla, kunhan ne on luokiteltu samaan laskentaan esim. 10 kV ja 20 kV ovat molemmat keski-jännitetä, joten niitä voidaan laskea samaan aikaan. Rengasverkkoja laskettaessa pätöteho voidaan siirtää toisesta jännitetasosta, kuten generaattorit liittyvät generaattorimuuntajan kautta yleensä 10,5 kV:n jännitetasosta 110 kV:n verkkoon. Molempia kaksi- ja kolmikäämisiä muuntajia voidaan käyttää tehonjakolaskennassa. (Mörsky 2011, 5-6, 12.)

Tehonjakolaskenta perustuu kulutustietoon, jota voidaan käyttää tuntien tarkkuudella ja laskenta voidaan suorittaa enintään vuoden ajalta. Yleensä on kuitenkin tarpeellista tarkastella vain tilanteita jolloin verkko on suurimmassa kuormituksessa. Kulutustieto saadaan arvioimalla asiakkaiden kulu- tusta kulutukseen vaikuttavien tietojen perusteella tai hyödyntämällä etäluettavien mittareiden mit- taustietoa. (Mörsky 2011, 5-6, 12.)

Tehonjakolaskentaohjelma laskee tehot, virrat, jännitteet, jännittealenemat ja tehohäviöt. Laskenta- tulokset suurimmista tehoista, kuormitusvirroista, jännitteenalenemista ja tehohäviöistä saadaan jo- kaiselta verkon johto-osalta siltä tunnilta, kun sellainen tilanne tapahtuu. Laskentatuloksissa esite- tään myös johdon kuormitusaste verraten johdolle annettua suurinta sallittua kuormitusvirtaa ja las- kentatuloksista saatua virta-arvoa. Johto-osia voidaan haluttaessa korostaa eri väreillä laskentatu- loksien perusteella. Rengasverkkoja laskettaessa voidaan myös havainnollistaa suuntanuolilla pätö- tehon suunta rengasverkossa. (Mörsky 2011, 6, 12.)

Rengasverkkoa laskettaessa ovat valittavissa Newton-Raphson- ja Gauss-Seidel-algoritmit (Tekla Oy 2011c, 16, 51). Tekla Oy suosittelee käyttämään mieluummin Newton-Raphson-algoritmia laajoja verkkoja laskettaessa, koska se on kehittyneempi ja nopeampi algoritmi (Tekla 2011b, 121).

5.3.2 Oikosulkulaskenta

Oikosulkulaskenta on yhtälailla mahdollista säteittäis- ja rengasverkoille ja laskenta voidaan tehdä PJ-, KJ- ja SJ-verkoille. KJ-verkot voivat olla maasta erotettuja tai sammutettuja. Kuten tehonjako- laskennassakin, molempia kaksi- ja kolmikäämisiä muuntajia voidaan käyttää. (Mörsky 2011, 5-6, 12.)

Tekla NIS:n oikosulkulaskenta perustuu joko standardin IEC 60909-0 (lisenssin takana) mukaiseen tapaan laskea oikosulkuvirrat tai vain muutosoikosulkuvirrat. Oikosulkulaskennassa voidaan laskea kaksi- ja kolmivaiheiset oikosulkuvirrat maasta erotetuille verkoille sekä maadoitetuille verkoille yksi- vaiheiset oikosulkuvirrat. Myös voidaan erikseen laskea verkossa esiintyvät minimi- ja maksi- mioikosulkuvirrat. (Tekla 2011c, 67, 77.)

Jos oikosulkusuojaus on kuvattu järjestelmään, oikosulkulaskennassa voidaan tarkastella oikosul- kusuojauksen toimivuutta. Laskentatuloksissa verrataan laskettuja virta-arvoja ja johdon termistä kuormitettavuutta suojareleelle asetellulla ajalla ja ilmoitetaan ylittykö johdon terminen kuormitet- tavuus oikosulkutilanteessa. (Mörsky 2011, 6.)

Tässä työssä ei tutkita oikosulkulaskentaa sen tarkemmin. Tekla NIS:n tavasta laskea oikosulkutilan- teet kerrotaan enemmän Tekla NIS:n verkostolaskennan teoriaoppaassa (Tekla 2011c, 69) sekä IEC 60909-0 -standardissa.

5.3.3 Maasulkulaskenta

Maasulkulaskenta voidaan tehdä vain säteittäiselle verkolle (Tekla Oy 2011b, 21). Verkot voivat olla maasta erotettuja tai sammutettuja. Maasulkulaskennassa voidaan huomioida automaattinen maasulkuvirran kompensointi, jos sen tiedot on mallinnettu järjestelmään. Maasulkusuojaus voidaan mallintaa nollavirta-, nollajännite-, vaihekulmasuunta- ja tehoreleillä. (Mörsky 2011, 10.)

Maasulkulaskentaa varten johdoille täytyy olla syötetty maakapasitanssiarvot kuvaamaan maan ja vaiheen välistä kapasitanssia, minkä kautta maasulkuvirta virtaa. Myös jos muuntajat ovat maadoitettu, maadoituksien resistanssi ja reaktanssi täytyy syöttää. Maasulkulaskentatuloksista saadaan maasulkuvirrat ja pienimmät nollajännitteet. (Mörsky 2011, 10.)

Pääkäyttäjä voi valita perustuuko maasulkulaskenta vanhaan STM-standardiin vai uuteen suomalaiseen SFS 6001- standardiin (Tekla 2011b, 199). Tässä työssä ei tutkita maasulkulaskentaa sen tarkemmin. Tekla NIS:n tavasta laskea maasulkutilanteet kerrotaan enemmän Tekla NIS:n verkostolaskennan teoriaoppaassa (Tekla 2011c, 100) ja edellä mainituissa standardeissa.

6 KAINUUN ALUEEN SIIRTOVERKON MALLINTAMINEN

Tässä luvussa kerrotaan miten tässä työssä Kainuun alueen siirtoverkko mallinnettiin Tekla NIS:iin. Alueellisen siirtoverkon kannalta mallinnettavat osat ovat kuormitukset, liitynnät kantaverkkoon, johdot ja voimalaitokset.

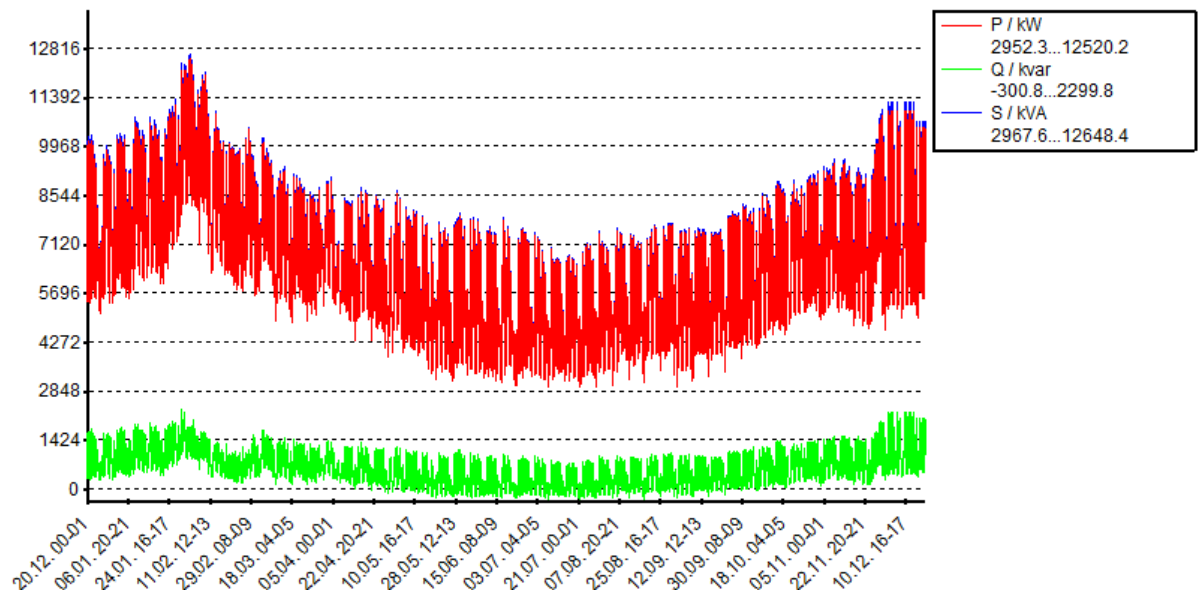
Siirtoverkon johtojen, sähköasemien ja voimalaitosten sijaintitiedot oli jo dokumentoitu järjestelmään aikaisemmin vuonna 2007. Näiden paikkaansa pitävyys käytiin läpi ja korjattiin tarvittavat muutokset. Tämän työn yhteydessä lisättiin generaattorit ja johdot 220 kV:n liityntäpisteille sekä päivitettiin voimalaitosten kaavioiden sisäisiä kytkentöjä. Tihisenniemen voimalaitos oli ainut voimalaitos, jota ei ollut järjestelmään dokumentoitu ja tässä työssä se lisättiin suoraan Tihiseniemen sähköaseman kiskoon, koska tarkkaa sijaintitietoa ei ollut saatavilla. Huonona puolena tässä on, että näin generaattorimuuntajaa sekä sitä ja generaattoria yhdistävää kaapelia ei oteta huomioon. Muilta osin mallintaminen oli sähköisten tietoja selvittämistä ja päivittämistä.

Alun perin oli tarkoitus mallintaa verkko niin, että se vastaisi Fingrid Oyj:n laskentajärjestelmiä. Tämän työn yhteydessä ilmeni, että Fingrid Oyj:llä ei ole tapana luovuttaa kantaverkon tietoja muille, joten osa tiedoista pääteltiin ja arvioitiin kirjallisuudesta ja Fingrid Oyj:n julkaisuista. Päätelmät on kerrottu tässä luvussa.

Kantaverkon mallintamista tutkittiin kahdella eri menetelmällä. Ensimmäinen vaihtoehto oli kuvata jokainen liityntäpiste omilla generaattoreilla ja valita yhdestä niistä referenssigenaattori. Toinen vaihtoehto oli kuvata koko muu kantaverkko yhdellä generaattorilla, joka liittyy kolmesta pisteestä mallinnettavaan siirtoverkkoon. Näistä tavoista valittiin tämän työn kannalta parempi.

6.1 Kuormitukset

E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualueella etäluettavat energiamittarit ovat käytössä lähes kaikkialla. 99,9 % käyttöpaikoista on asennettu etäluettavat energiamittarit. Verkon kuormituksen osalta hyödynnetään KJ-massalaskennoissa summautuvia tuntimittaustietoja. Kulutustiedot ajetaan järjestelmään kuukausittain, ne summataan muuntopiiri- ja päämuuntajatasolle ja niitä voidaan sitten hyödyntää verkostolaskennassa. Puuttuvilta osin kuormitukset mallinnetaan perinteisten kuormituskäyrien mukaan. Jakeluverkon kuormitusten mallintamista ei siis tarvinnut miettiä tässä työssä. Kuvassa 8 on esitetty erään päämuuntajan kuormitus vuoden ajalta käyttäen etäluettavien mittareiden kulutustietoja.



KUVA 8. Etäluettavien energiamittareiden kulutustiedoista muodostettu päämuuntajan tehokuvaaja

Lahnaslammen sähköasema, joka on Mondo Minerals -kaivosyhtiön omistama, kulutustietoa ei ole käytettävissä Tekla NIS:ssä. Sähköaseman kuormitusta arvioitiin kuormituskäyrällä ”yhdyskuntahuolto, vesihuolto”, koska sen huippukäyttöaika oli korkea eli kuormituskäyrä on hyvin tasainen ja näin eri simulointitilanteissa sähköaseman kuormitus on aina samaa suuruusluokkaa. Huipputeho arvioitiin rajapistemittauksen perusteella.

Tässä työssä kuvattiin vain E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkovastuualueella olevat kuormitukset eli etelään päin menevien yhteyksien, Otanmäen vaunutehtaan tai Talvivaaran kaivoksen kuormituksia ei mallinnettu. Vaikka näiden kuormitukset jätettiinkin mallintamatta, nämä kuormat ovat suoraan liittyneet mallinnetun verkon referenssipisteeseen eivätkä haaraudu minkään yhteysjohdon varrelta. Eli niillä ei käytännössä olisi mitään vaikutusta mallinnettavaan verkkoon, koska referenssipiste pitää jännitteensä asetteluarvossa.

VR:n liityntäpisteiden epäsymmetristä kuormitusta ei Tekla NIS:ssä pysty mallintamaan. Päätettiin ettei VR:n liityntäpisteitä mallinnettu tämän työn yhteydessä, koska simuloidessa sillä ei saada kuvattua todellisuutta vastaavaa epäsymmetrisen kuormituksen ilmiötä. Myöskään tällä hetkellä VR:n liityntäpisteiden kytkennästä ei ole sen tarkempaa tietoa, joten malli olisi jäänyt yksinkertaiseksi ja sitä olisi joutunut myöhemmin muuttamaan. VR:n liityntäpisteitä voi tarvittaessa kuvata esimerkiksi generaattorilla, jolle laitetaan joko positiivinen tai negatiivinen pätöteho, sen mukaan syöttääkö vai kuluttaako liityntäpiste tehoa.

6.2 Kantaverkko

Kainuun 110 kV:n verkkoon on kolme liityntäpistettä kantaverkosta. Vuolijoella 400/110 kV, Seitenoikealla 220/110 kV ja Nuojualla 220/110 kV. Näistä Vuolijoella sijaitseva 400/110 kV:n liityntäpiste oletetaan olevan kaikkein jäykin ja helposti säädettävissä oleva piste, joten se valittiin verkon referenssipisteeksi.

Vuolijoella on kaksi muuntajaa rinnan jotka ovat nimellistehoiltaan 400 MVA. Seitenoikean ja Nuojuan muuntajat ovat nimellistehoiltaan 160 MVA. Muuntajista ei ole aivan tarkkaa tietoa ja oletettiin niiden olevan mallinnusta varten kaksikämmisiä. Normaalien 110 kV:n liittymispisteiden jännite on tavallisesti 118 kV (Fingrid Oyj 2012, 7). Tätä arvoa käytettiin kantaverkon liittymispisteiden jännitteen asetteluarvona.

Suuritehoisten muuntajien resistanssi on tavallisesti 1-2 % ja vain reaktanssi kasvaa muuntajakoon kasvaessa (Elovaara & Haarla 2011a, 132). Tällä perusteella kaikkien liityntäpisteiden muuntajien oikosulkuresistanssiksi arvioitiin 1 %. Tyypillisen 400/110 kV:n muuntajan oikosulkuimpedanssi on 20 % (Elovaara & Haarla 2011a, 132). Koska Vuolijoella on kaksi samanlaista muuntajaa rinnan, voidaan ajatella, että siellä on vain yksi muuntaja jonka nimellisteho on 800 MVA, koska kahden samanlaisen rinnankytketyn muuntajan tapauksessa virta jakautuu muuntajille tasaisesti. Seitenoikean ja Nuojuan 220 kV:n muuntajien oletettiin olevan samanlaisia. Tekniikan käsikirjassa 3 (1968, 621) on keskimääräiseksi 220 kV:n muuntajan oikosulkuimpedanssiksi annettu 12 %. Tätä käytettiin Seitenoikean ja Nuojuan muuntajien oikosulkuimpedanssiarvona. Koska muuntajan resistanssiosa on tavallisesti hyvin pieni verrattuna reaktanssiosaan, oletetaan, että muuntajille $Z_k \approx X_k$.

Kantaverkon liityntäpisteiden syöttävän verkon impedanssit arvioitiin sillä perusteella, että 400 kV:n verkon oikosulkuvirrat ovat Pohjois-Suomessa tyypillisesti enintään 10 kA ja 220 kV:n verkon oikosulkuvirrat ovat tyypillisesti 10-15 kA, mutta Pohjois-Suomessa alle 10 kA (Mörsky & Mörsky 1994, 59). Koska Kainuu ei ole aivan Pohjois-Suomea, oletetaan Vuolijoen, Seitenoikean ja Nuojuan oikosulkuvirroiksi 10 kA. Oikosulkuvirrasta voidaan laskea verkon oikosulkuimpedanssi yhtälöllä

$$Z_k = \frac{U_N}{\sqrt{3}I_k} \quad (6.1)$$

jossa Z_k on verkon oikosulkuimpedanssi, U_N on verkon nimellisjännite ja I_k on vikapaikan oikosulkuvirta. Taustaverkon oikosulkuimpedanssin resistanssiosa on yleensä erittäin pieni verrattuna reaktanssiosaan ja siksi tässä työssä oletettiin $Z_k \approx X_k$.

Oikosulkuimpedanssi pitää vielä redusoida 110 kV:n jännitetasoon kertomalla se muuntosuhteen μ neliöllä. Merkitään redusoitua taustaverkon impedanssiarvoa tästä eteenpäin Z'_k :lla. Taulukossa 4 on esitetty kantaverkon liityntäpisteiden arvioidut oikosulkuvirrat ja niiden perusteella lasketut impedanssit. Tulee huomioida, että todellisuudessa syöttävän taustaverkon impedanssi voi vaihdella hyvinkin paljon, riippuen kuinka paljon ja minkä tyyppistä tuotantoa ja kulutusta verkossa on sillä hetkellä.

TAULUKKO 4. Kantaverkon liityntäpisteiden taustaverkon tiedot

	U_N (kV)	I_k (kA)	Z_k (Ω)	Z'_k (Ω)
VJ	400	10	23,1	1,7
NU	220	10	12,7	3,2
ST	220	10	12,7	3,2

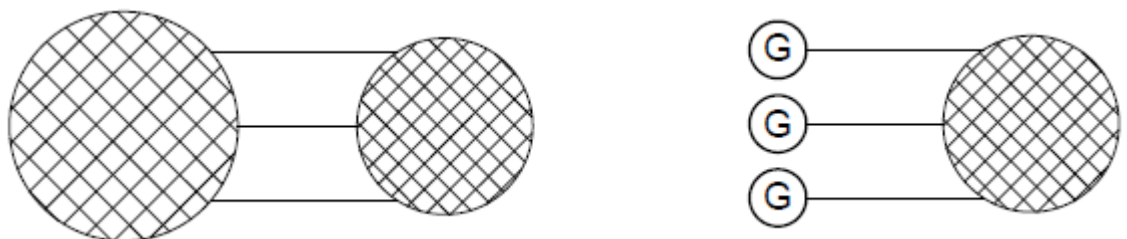
Kantaverkon liityntäpisteiden sähköisten arvojen selvittämisen ja arvioinnin jälkeen, piti tutkia miten kantaverkon liityntäpisteet mallinnettaisiin Tekla NIS:iin. Tässä työssä tutkittiin kahta vaihtoehtoa. Ensimmäinen vaihtoehto oli, että jokainen liityntäpiste mallinnetaan omalla generaattorillaan. Toinen vaihtoehto oli, että kaikki kolme liityntäpistettä mallinnetaan yhdellä yhteisellä generaattorilla.

Koska työssä mallinnettiin vain yksittäinen alueellinen osa kantaverkkoa, on mahdoton tietää millainen tehonvirtaus liityntäpisteissä todellisuudessa on, jos ei tunneta kuormituksia ja tuotantoa muualla kantaverkossa. Fingrid Oyj ei luovuttanut tätä työtä varten tehonvirtaustietoja liityntäpisteissä, koska se voisi olla tulkittavissa asiakastietojen luovuttamiseksi. Tehonvirtaus täytyi arvioida muilla menetelmillä. Tässä työssä tutkittiin kahta mallinnustapaa kantaverkon liityntäpisteille. Nämä tavat on esitetty seuraavissa luvuissa.

6.2.1 Kantaverkon mallintaminen usealla generaattorilla

Thévenin teoreeman mukaan mikä tahansa lineaarinen verkko voidaan esittää valittujen napojen suhteen vastinpiirinä, joka muodostuu ideaalisesta jännitelähteestä ja sen kanssa sarjassa olevasta impedanssista. Lähdemuunnoksella jännitelähdemalli voidaan tarvittaessa muuntaa virtalähdemalliksi. (Tarkka & Hietalahti 2006, 83.)

Ensimmäisessä menetelmässä jokainen liityntäpiste mallinnetaan omalla generaattorilla perustuen Thévenin teoreemaan. Periaatteessa olisi myös vaihtoehtona, että 220 kV:n liittynät mallinnettaisiin yhtenä pisteenä, koska ne todellisuudessa ovat suoraan yhteydessä toisiinsa. Tässä menetelmässä päädyttiin kuitenkin tarkastelemaan tilannetta, jossa jokaisella liityntäpisteellä on oma piste, koska sellaisen tilanteen tehonvirtauksen arviointi on oletettavasti yksinkertaisempaa. Kuviossa 11 on esitetty menetelmän periaate.



KUVIO 11. Kantaverkon liityntäpisteiden kuvaaminen usealla generaattoreilla tehonjakolaskentaa varten

Koska Tekla NIS:ssä liityntäpisteet mallinnetaan generaattoreilla, täytyy luvun 5.2.3 mukaisella ohjeella mallintaa generaattorin oikosulkuimpedanssi yhtälöllä

$$\underline{Z}_d = \underline{Z}_q + \underline{Z}'_k \quad (6.2)$$

jossa \underline{Z}_d on generaattorin oikosulkuimpedanssi, \underline{Z}_q on muuntajan oikosulkuimpedanssi 110 kV:n jännitetasossa ja \underline{Z}'_k on syöttävän taustaverkon oikosulkuimpedanssi redusoituna 110 kV:n jännitetasoon. Kantaverkon kuvaamista Tekla NIS:ssä on havainnollistettu kuviossa 12.



KUVIO 12. Kantaverkon liityntäpisteen mallintaminen generaattorilla

Tekla NIS:iin generaattorille täytyy syöttää yhden oikosulkuimpedanssiarvon sijaan oikosulkuresistanssi ja -reaktanssi suhteellisina arvoina. Muuntajan impedanssit tunnetaan usein vain suhteellisina arvoina. Muuntajan oikosulkuresistanssi ja -reaktanssi muunnetaan toision (110 kV) jännitetasoon yhtälöillä 3.4 ja 3.5. Kun syöttävän verkon ja muuntajan oikosulkuimpedanssien osakomponentit R_q , X_q , R'_k ja X'_k tunnetaan toision jännitetasossa, siten generaattorin oikosulkuresistanssi R_d ja -reaktanssi X_d saadaan summaamalla osakomponentit.

$$R_d = R_q + R'_k \quad (6.3)$$

$$X_d = X_q + X'_k \quad (6.4)$$

Tekla NIS:iin generaattorin oikosulkuresistanssi ja -reaktanssi syötetään suhteellisina arvoina, ne saadaan ratkaistua yhtälöistä 3.4 ja 3.5. Niin saadaan yhtälöt:

$$r_d = R_d \frac{S_N}{U_N^2} \quad (6.5)$$

$$x_d = X_d \frac{S_N}{U_N^2} \quad (6.6)$$

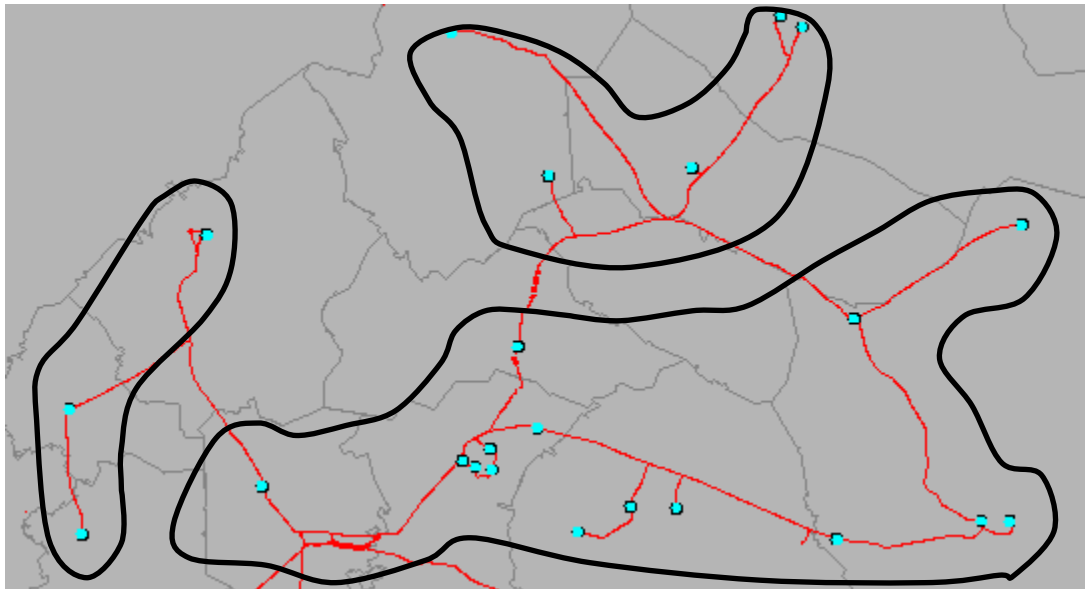
joissa r_d ja x_d ovat generaattorille syötettävä suhteelliset oikosulkuresistanssi- ja -reaktanssi, S_N on muuntajan nimellisteho ja U_N on verkon nimellisjännite eli tässä tapauksessa 110 kV. Taulukossa 5 on esitetty liityntäpisteiksi mallinnettujen generaattorien arvot.

TAULUKKO 5. Kantaverkon liityntäpisteiksi mallinnettujen generaattorien arvot

Muuntaja						Taustaverkko	Generaattori	
Tunnus	S_N (MVA)	r (%)	x (%)	R (Ω)	X (Ω)	X'_k (Ω)	r (%)	x (%)
VJ	800	1,0	20,0	0,15	3,03	1,7	1,0	31
NU	160	1,0	12,0	0,76	9,08	3,2	1,0	16
ST	160	1,0	12,0	0,76	9,08	3,2	1,0	16

Koska tehoa liityntäpisteiltä voi siirtyä joko kantaverkkoon päin tai kantaverkko voi syöttää Kainuun 110 kV:n verkkoa, liityntäpisteitä vastaaville generaattoreille pitää syöttää tehoarvot sen mukaan millaista tilannetta halutaan simuloida. Jos halutaan, että kantaverkko syöttää 110 kV:n verkkoa, generaattorin teho tulee olla positiivinen. Jos halutaan, että 110 kV:n verkko syöttää kantaverkkoon päin, generaattorin teho tulee olla negatiivinen.

Arviot perustuvat siihen, että koko alueelle tuotetun ja kulutetun tehon oletetaan olevan yhtä suuria ja näiden erotus on tehonvirtaus liityntäpisteisiin tai liityntäpisteistä päin. Nuojuan arvio perustuu siihen, että vesivoimalaitokset Jylhämä ja Nuojua syöttävät kaiken tuottamansa tehon Jylhämän (4 MW), Kestilän (4 MW) ja Pyhännän (6 MW) sähköasemille ja Nuojuan muuntajan kautta kantaverkkoon. Seitenoikean arvio perustuu siihen, että vesivoimalaitokset Ämmä, Seitenoikea, Aittokoski ja Leppikoski syöttäisivät suurimman osan tuottamastaan tehosta Taivalalasan (12 MW), Kurimon (8 MW), Hyrynsalmen (7 MW), Paljakan (2 MW) ja Puolangan (5 MW) sähköasemille ja Seitenoikean muuntajan kautta kantaverkkoon. Loput E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemista syötettäisiin Kallioisen, Katerman, Koivukosken ja Tihisenniemen voimalaitoksilla ja Vuoliijoelta. Kuvassa 9 on havainnollistettu miten liityntäpisteiden tehonvirtaus arvioitiin. Kuvassa esitettyjen alueiden sisäisestä tuotannosta vähennettiin alueen kuormitus ja silloin erotus on kantaverkon liityntäpisteen tehonvirtaus. Testisimulointien perusteella arvioitiin taulukossa 6 esitetyt pätötehoarvot eri tilanteissa riippuen alueen tuotannosta ja kuormituksesta. Näillä pätötehoarvoilla virtaus saatiin sellaiseksi, kuin se voisi olla todellisuudessa. Vuonna 2012 huippukuormitus oli 4.2. klo 18 ja sitä tuntia on käytetty liityntäpisteiden virtauksen arvioinnissa. Kesäkuormituksen arvioinnissa käytettiin hetkeä 15.7.2012 klo 18, jolloin kuormitusteho on noin kolmasosa talviajan huipputehosta.



KUVA 9. Kantaverkon liityntäpisteiden tehonvirtauksen arviointi liityntäpisteittäin

TAULUKKO 6. Pätötehoarvot kantaverkon liityntäpisteitä kuvaaville generaattoreille erilaisissa tilanteissa

Kuormitus	Voimalaitokset	Liityntäpiste	Pätöteho (MW)
Talvi	100 %	Nuojua	-130
		Seitenoikea	-90
	50 %	Nuojua	-60
		Seitenoikea	-28
	0 %	Nuojua	16
		Seitenoikea	37
Kesä	100 %	Nuojua	-140
		Seitenoikea	-100
	50 %	Nuojua	-70
		Seitenoikea	-43
	0 %	Nuojua	6
		Seitenoikea	12

Nämä pätötehoarvot eivät siis ole liityntäpisteiden todellinen tehonvirtaus, vaan arvioita tehonvirtauksen suuruusluokasta eri tilanteissa. Tarkan virtauksen voisi vain tietää, jos tunnettaisiin tuotanto ja kulutus myös muualla kantaverkossa. Jos halutaan simuloida tilannetta, jossa halutaan muuttaa yksittäisten voimalaitosten pätötehoarvoa, taulukon arvoja voi käyttää suuntaa-antavana tietona.

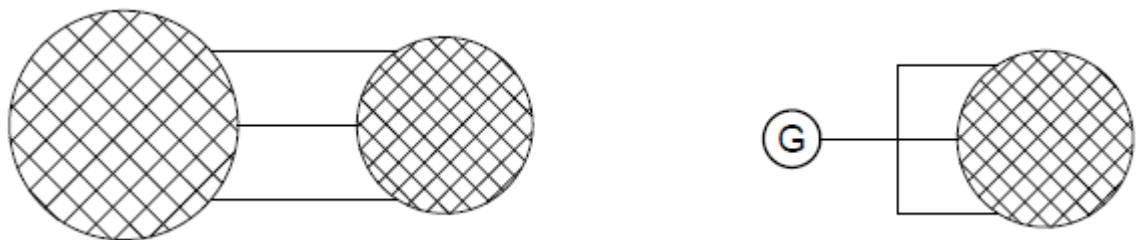
Vuolijoen liityntäpisteelle ei tarvitse laittaa pätö- ja loistehoarvoja, koska se on valittu verkon referenssipisteeksi ja se valitsee itselleen pätö- ja loistehoarvot, jolla verkon tuotanto ja kulutus taseutetaan.

220 kV:n liityntäpisteiden halutaan pysyvän myös vakiojännitteessä, niin 220/110 kV:n liityntäpisteiden generaattorien loistehorajoiksi syötettiin -1000...1000 Mvar. Näin on hyvin todennäköistä, etteivät loistehorajat tule vastaan missään vaiheessa.

Etuna tässä menetelmässä on, että pätötehoarvot voidaan valita tarkasti. Toisaalta tämä on myös menetelmän ongelma. Kun simuloidaan tilannetta jossa kytkentätilanne, kulutus tai tuotanto muuttuu, täytyy liityntäpisteiden pätötehoarvo muuttaa tilannetta vastaavaksi. Jos pätötehoarvoja ei muuteta, referenssipiste pakottaa tasaamaan tuotannon ja kulutuksen niiden mukaan, mikä ei välttämättä vastaa enää kyseisen tilanteen todellista virtausta. Jos liityntäpisteiden tehonvirtaukset olisivat pieniä, ne voitaisiin jättää huomiotta, mutta Kainuun 110 kV:n verkosta tehonvirtaukset ovat suurimmillaan satoja megawatteja, joten niitä ei voi jättää huomiotta. Tehonvirtauksen arvioiminen on myös vaikeaa, koska se vaatisi kantaverkon laajempaa tuntemista, eikä pelkästään 110 kV:n sisäisen verkon tietojen perusteella pystytä määrittelemään tarkkoja pätötehovirtauksia. Siksi tällä menetelmällä kuvattujen liityntäpisteiden virtausarviot ovat hyvin epävarmoja ja siitä seuraa myös, että verkon sisäiset tehovirtaukset voivat poiketa todellisuudesta merkittävästi. Sen sijaan oikosulkulaskentaan tämä menetelmä voi soveltua, koska silloin jokaiselle oikosulkuvirtaa syöttävällä pisteellä on määritelty omat oikosulkuimpedanssit, jotka vaikuttavat syötettyyn oikosulkuvirtaan.

6.2.2 Kantaverkon mallintaminen yhdellä generaattorilla

Thévenin teoreema ei sovi suoraan kantaverkon mallintamiseen tässä menetelmässä. Mallinnettavassa 110 kV:n verkossa on kolme liityntäpistettä, joita ei suoraan teoreeman mukaan voida yhdistää yhdeksi pisteeksi. Tässä menetelmässä hyödynnetään tietoa, että 220 kV:n ja 400 kV:n verkot yhdistyvät jossain ja tämä koko verkko voidaan kuvata yhdellä generaattorilla, joka valitaan verkon referenssipisteeksi. Perustelu tälle on, että 220 kV:n ja 400 kV:n verkot eivät ole saarekkeita, vaan osa yhtä verkkoa. Tästä pisteestä haarautuu sitten kolme yhteyttä mallinnettavaan 110 kV:n verkkoon kuvion 13 mukaisesti.



KUVIO 13. Kantaverkon liityntäpisteiden kuvaaminen yhdellä yhteisellä generaattorilla tehonjakolaskentaa varten

Kantaverkko kuvataan 110 kV:n muuntajien toisiopuolelta nähden, näin liityntäpisteiden 110 kV:n muuntajia ja muun kantaverkon 400/220 kV:n muuntajia ei tarvitse kuvata ja oletetaan, että kaikkien 110 kV:n muuntajien käämikytkin pitää jännitteen asetteluarvossa. Tehonjakolaskentaan ei vaikuta mitä jännitetasot todellisuudessa ovat, koska laskennassa käytetään suhteellisia arvoja ja liityntäpisteiden jännitteet ovat kiinteitä.

Tekla NIS:ssä kytkentä toteutettiin kytkemällä Nuojuan ja Seitenoikean liityntäpisteitä mallintavat generaattorit irti verkosta ja yhdistämällä sähköasemien kiskot johto-osilla, näin sähköasemien kiskot ovat samassa pisteessä. Tätä varten Tekla NIS:iin luotiin laskentaa varten johtolaji

”110_kantaverkkojohto”, jonka reaktanssiosa on paljon suurempi kuin resistanssiosa, kuten kanta-verkon laskennoissa yleensä on. Koska johto-osat ovat Tekla NIS:ssä normaalisti piilotettuna, ne eivät häiritse normaalia käyttöä. Tässä menetelmässä liityntäpisteitä kuvaavalle generaattorille ei tarvitse asettaa pätötehoarvoa ja loistehorajoja, koska referenssipiste tasaa verkon kulutuksen ja tuotannon kaikkien kolmen pisteen kautta automaattisesti.

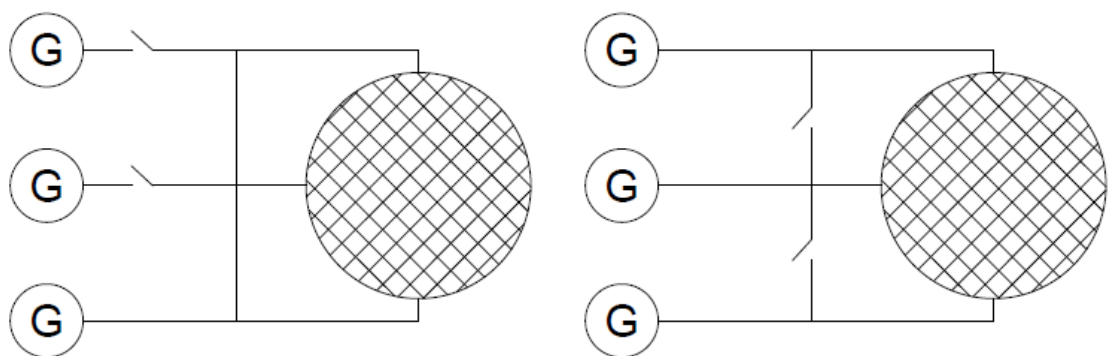
220 kV:n ja 400 kV:n liityntäpisteiden välistä kantaverkkoa voi kuvata muuttamalla pisteiden välisen johto-osan pituustietoa, joka vaikuttaa johto-osan impedanssiin. Jos impedanssi on pieni, se kuvaa tilannetta, jossa kaikki ylimääräinen tuotanto 220 kV:n liityntäpisteiden läheltä virtaa referenssipisteelle. Jos impedanssi on suuri, se kuvaa tilannetta, jossa voimalaitokset syöttävät ylimääräisen tuotantonsa 110 kV:n verkon kautta referenssipisteelle. Jos taas kulutusta on enemmän kuin tuotantoa ja johdon impedanssi on pieni, referenssipiste syöttää 220 kV:n liityntäpisteiden kautta 110 kV:n verkkoon, mikä kuvaa tilannetta, jossa 220 kV:n verkko syöttää 110 kV:n verkkoa. Jos samalla kuormituksella johdon impedanssi on suuri, referenssipiste syöttää koko ylimääräisen tuotannon 110 kV:n verkon kautta kuormituksille. Tässä työssä valittiin johdolle lyhyt pituus jolloin johdon impedanssi on käytännössä nolla, näin kaikki ylimääräinen tuotanto virtaa referenssipisteelle liityntäpisteiden välistä johtoa pitkin, joka vastaa oletusta tehonvirtauksesta. Näin kantaverkkoa voidaan kuvata staattisesti ja sovellus laskee itse tehonvirtauksen sen perusteella.

Menetelmän etuna on se, että liityntäpisteiden pätötehoarvoja ei tarvitse arvioida ja asetella manuaalisesti, vaan sovellus laskee tehonvirtauksen itse. Koska tätä työtä tehdessä ei tunnettu tehovirtauksia eri tilanteissa, kantaverkon kuvaaminen yhdellä generaattorilla vaikuttaisi hyvältä periaatteelta, koska silloin sovellus laskee tehonvirtauksen. Kun taas edellisessä menetelmässä tehdyt arviot ovat vain arvioita ja perusteltavissa vain sisäisen verkon tiedoilla. Erityisesti menetelmän hyvä puoli on, kantaverkkoa voidaan kuvata staattisesti johdon impedanssilla eikä jokaista eri simulointitilannetta varten tarvitse syöttää uutta arvoa. Tässä on vain ongelma, että on vaikea arvioida millaisella johdon impedanssilla kuvattaisiin kantaverkon todellista tilaa kaikkein parhaiten. Ei ole varmuutta toimitisiko menetelmä halutusti kaikenlaisissa verkoissa, joissa on useita liityntäpisteitä kantaverkkoon. Periaate vaikuttaa kuitenkin suuntaa-antavalta Kainuun 110 kV:n verkossa. Menetelmä ei sen sijaan sovellu oikosulkulaskentaa varten, vaan oikosulkulaskentaa varten liityntäpisteet täytyy kuvata omilla generaattoreilla, jotta saadaan luotettavia tuloksia.

6.2.3 Kantaverkon mallinnustavan valinta

Kahdesta esitetystä menetelmästä valittiin tehonjakolaskentaa varten se, että mallinnetaan kantaverkko yhdellä yhteisellä generaattorilla. Perusteluna tälle on, ettei liityntäpisteiden tehonvirtausta tunneta yhdessäkään tilanteessa ja sitä varten kehitettiin tämä laskennallinen malli, joka laskee tehonvirtaukset. Mallin tehonvirtausta voi tarvittaessa muokata muuttamalla Vuolijoen ja Nuojuan välisen johdon impedanssia. Kantaverkon kuvaaminen yhdellä generaattorilla on myös käyttäjän kannalta helpompaa eikä käyttäjän tarvitse miettiä, kuinka suuri tehonvirtaus missäkin tilanteessa voisi olla.

Tekla NIS:iin johdot tehtiin niin, että ne ovat tarvittaessa erotettavissa verkosta kytkinlaitteilla. Joh-tojen pituudeksi laitettiin 2 m, niin johdon impedanssi on käytännössä nolla. Koska ei ole varmaa toimisiko kantaverkon mallinnus yhdellä yhteisellä generaattorilla oikosulkulaskennassa, jätettiin myös liityntäpisteille liityntäpisteitä kuvaavat generaattorit, joiden sähköiset arvot mallinnettiin luvun 6.2.1 mukaan. Generaattorit ovat normaalisti erotettu verkosta kytkinlaitteilla. On siis mahdollista, että oikosulkulaskentaa varten joudutaan käyttämään usean generaattorin mallinnustapaa. Yksinker-tainen kuvaus Kainuun 110 kV:n verkon liityntäpisteiden mallintamisesta on esitetty kuviossa 14. Kuvassa 10 on esitetty, miltä toteutus näyttää Tekla NIS:ssä, kun johto-osat ovat näkyvissä. Huono puoli tässä menetelyssä on, että tehonjako- ja oikosulkulaskentaa ei voida suorittaa yhtä aikaa. Jos tulevaisuudessa saadaan käyttöön kantaverkon tehonvirtaustietoja, voi tehonjakolaskennassa käyt-tää todennäköisesti usean generaattorin mallinnusta.



KUVIO 14. Kantaverkon mallintaminen. Vasemmalla on kantaverkon liityntäpisteiden kytkentä tehon-jakolaskentaa varten ja oikealla oikosulkulaskentaa varten.



KUVA 10. Kantaverkon mallintaminen Tekla NIS:iin tehonjakolaskentaa varten. Siniset viivat ovat johto-osia ja punaiset viivat ovat johtoalkioita.

6.3 Johdot

Johtojen laji-, sijainti- ja pituustiedot oli jo mallinnettu Tekla NIS:iin vuonna 2007, mutta mitään sähköisiä tietoja niillä ei ollut. Niiden paikkaansa pitävyys käytiin läpi Fingrid Oyj:n antamien tietojen perusteella. 110 kV:n johtoihin ei kuuden vuoden aikana ollut tullut paljon muutoksia, joten johtojen mallintaminen oli pääasiassa sähköisten tietojen lisäämistä.

Kainuun siirtoverkossa on paljon erilaisia avojohtorakenteita. Tehonjakolaskennan kannalta johdoille tarvittiin johtojen ominaisarvot resistanssi r , reaktanssi x ja susceptanssi b . Johtojen konduktanssia g ei ole mahdollista mallintaa Tekla NIS:iin, koska Tekla NIS on pääasiassa tarkoitettu jakeluverkkoyhtiöitä varten, joiden ei tarvitse mallintaa jakeluverkon johtoja niin tarkasti.

Elovaara & Haarla (2011a, 98) ovat kirjassaan listanneet muutamia 110 kV:n johtojen sähköisiä ominaistietoja ja kuormitettavuustietoja toisessa kirjassaan (Elovaara & Haarla 2011b, 269, 282). Vanhemmista johtolajeista löytyi tietoja Sähköenergialiitto ry:n verkostosuosituksista (Verkostosuositus SA 5:94, 36) ja Tekniikan käsikirjasta 3 (1968, 559-562) sekä työtä tehdessä saatiin arvioita muutamien johtolajien ominaistiedoista ja kuormitettavuudesta Fingrid Oyj:ltä (Koho 2013-02-18). Maakaapelin arvot ovat peräisin Prysmian-kaapelivalmistajan julkaisusta (Prysmian 2008, 2).

Muutamien johtojen sähköisistä ominaistiedoista ja kuormitettavuudesta löytyi toisistaan poikkeavia arvoja, ja lähteen luotettavuuden perusteella pyrittiin valitsemaan kaikkein luotettavin arvo. Esimerkiksi verkostosuosituksessa SA 5:94 Ostrichin ja Kuopion suurin sallittu kuormitusvirta on 550 A, mutta Elovaaran & Haarlan (2011b, 282) kirjassa Ostrichin suurin sallittu kuormitusvirta on 430 A. Verkostosuosituksen SA 5:94 mukaan Kuopiota ja Ostrichia voi kuormittaa yhtä paljon, mutta Elovaaran & Haarlan kirjaa pidettiin luotettavampana lähteenä siirtoverkon laskentaa varten, koska verkostosuositus SA 5:94 on tarkoitettu KJ-verkon sähköistä mitoittamista varten, käytettiin molempien suurimpana sallittuna kuormitusvirtana 430 A. Tässä työssä käytetyt johtolajien ominaistiedot on koottu taulukkoon 7.

TAULUKKO 7. Johtolajien sähköiset ominaistiedot ja suurin sallittu jatkuva kuormitettavuus

Laji	r (ohm/km)	x (ohm/km)	b (μs/km)	c (μF/km)	I_N (A)	S_N (MVA)
2xHawk	0,059	0,287	-	0,0126	-	220
2xDuck	0,048	0,300	3,788	-	-	240
Suursavo	0,268	0,412	2,810	-	350	-
Kuopio	0,196	0,328	-	0,0110	550	-
Ostrich	0,188	0,410	2,840	-	430	-
Ibis	0,142	0,406	-	0,0090	-	100
Hawk	0,118	0,400	-	0,0091	-	110
Duck	0,096	0,409	2,808	-	-	120
Vaasa	0,255	0,344	-	0,0110	420	-
Imatra	0,310	0,344	-	0,0110	405	-
AHXLTK-W 500	0,061	0,195	-	0,1800	540	-

Johtojen kapasitiivinen johtokyky on ilmoitettu toisissa lähteissä käyttökapasitanssin c_k avulla ja toisissa susceptanssin b avulla. Toinen voidaan ratkaista yhtälöstä:

$$b = \omega c_k \quad (6.7)$$

Johtojen suurin sallittu jatkuvan tilan kuormitettavuus ilmoitetaan joko virta-arvona I_N tai näennäis-tehoarvona S_N . Kumpikin voidaan ratkaista kolmivaihetehon yhtälöstä:

$$S_N = \sqrt{3} U_N I_N \quad (6.8)$$

Tulee huomioida, että johtojen ominaistiedot ovat vain arvioita. Tarkat tulokset voitaisiin saada vain mittaamalla. Vaikka johdot ovat samanlaisia, monista tekijöistä johtuen sähköiset arvot voivat poiketa hieman toisistaan. Esimerkiksi Syrjän diplomityössä (2009, 25) Tampereen siirtoverkon siirtoyhteyksien mitatut arvot poikkeavat hieman toisistaan, vaikka johdinlaji on sama. Tämän työn yhteydessä ei kuitenkaan ollut mahdollisuutta mitata johtojen ominaisarvoja.

Johtojen ominaistiedot voitaisiin myös laskea, kun tiedetään avojohtorakenteen vaihevälin geometri-
nen keskiarvo, ripustuskorkeus ja johtimen materiaali (Tekniikan käsikirja 3 1968, 559–562). Tästä työstä johtojen tarkkojen ominaistietojen laskeminen rajattiin pois.

6.4 Voimalaitokset

Kainuun siirtoverkkoon liittyy yhdeksän vesivoimalaitosta, joista kuusi ovat keskisuuria vesivoimalaitoksia. Näissä vesivoimalaitoksissa on yhteensä 14 generaattoria, jotka kaikki päädyttiin mallintamaan omina generaattoreina. Tihisenniemen höyryvoimalaitoksella on vain yksi generaattori. Koska Kainuun jakeluverkon sähköenergiankulutus on pääsääntöisesti pienempi kuin tuotanto, 220/110 kV:n liityntäpisteitä lähellä olevat suuret vesivoimalaitokset Jylhämaa, Nuojua, Ämmä, Aittokoski, Seitenoikea ja osittain Leppikoski syöttävät normaalitilassa 220/110 kV:n muuntajan kautta kantaverkkoon päin. Näiden voimalaitosten merkitys E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistamiin verkon osiin tehonvirtauksen kannalta on siis vähäinen. Pienemmät vesivoimalaitokset Leppikoski, Kallioinen, Katerma ja Koivukoski III sekä Tihisenniemen höyryvoimalaitos sen sijaan oletettavasti vaikuttavat myös E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistamiin verkon osiin.

Voimalaitosten generaattorien tekniset tiedot saatiin voimalaitosten omistajilta. Fortum Power and Heat Oy:n laitoksista ja Koivukoski III:sta saatiin hyvin tarkat tiedot, Kallioisen ja Katerman voimalaitoksista käytiin katsomassa generaattorien kilpiarvot, jotka eivät olleet yhtä tarkat ja sen takia muutamat tiedot ovat puutteelliset. Katerman ja Kallioisen generaattorien oikosulkuimpedansseiksi arvioitiin samat arvot kuin Leppikosken generaattorille 1, missä generaattori on samaa suuruusluokkaa. Tihisenniemen höyryvoimalaitoksen turbogeneraattorin tehokertoimen arvioitiin olevan 0,8 ja koska turbogeneraattorit ovat umpinapaisia tahtigeneraattoreita, käytettiin reaktanssiarvoiksi tyypillisiä umpinapageneraattorin arvoja Tekniikan käsikirjasta 3 (1968, 611). Kaikkien generaattorien vasta- ja nollareaktansseja ei ollut tiedossa joten puutteellisilta osin arvioitiin niitä niin, että vastare-

aktanssi $x_2 \approx x_d''$ ja nollareaktanssi x_0 on puolet alkureaktanssista (Elovaara & Haarla 2011a, 191; Kothari & Nagrath 1989, 308). Kaikki generaattorit ovat maasta erotettuja, Seitenoikean voimalaitoksen generaattoria lukuun ottamatta. Seitenoikean generaattorin maadoitusimpedanssi on 660 Ω . Generaattorien tekniset tiedot ovat esitetty taulukossa 8.

TAULUKKO 8. Generaattorien tekniset tiedot

Laitos	Tunnus	S (MVA)	P (MW)	U (kV)	cos φ	X_d'' (%)	X_d' (%)	X_d (%)	R (%)	X_2 (%)	X_0 (%)
ÄMM	ÄMM_G1	22,70	20,43	10,5	0,90	25,0	31,0	102,0	0,7	22,0	12,5
AIT	AIT_G1	52,00	46,80	10,5	0,90	24,0	33,0	104,0	0,5	20,0	12,0
ST	ST_G1	43,56	39,20	10,5	0,90	25,8	34,0	88,6	0,6	29,1	22,8
LEP	LEP_G1	14,00	11,20	10,5	0,80	19,9	31,2	76,0	0,6	23,1	12,8
LEP	LEP_G2	14,00	11,20	10,5	0,80	20,0	31,2	76,0	0,5	23,3	13,2
JLH	JLH_G1	23,52	21,17	10,5	0,90	25,0	33,0	98,0	0,9	25,0	12,5
JLH	JLH_G2	23,52	21,17	10,5	0,90	19,0	27,0	97,0	0,8	21,0	9,5
JLH	JLH_G3	23,52	21,17	10,5	0,90	26,0	34,0	99,0	0,8	25,0	13,0
NU	NU_G1	30,00	25,50	10,5	0,85	15,2	27,0	78,6	1,5	18,7	7,6
NU	NU_G2	30,00	25,50	10,5	0,85	15,2	27,0	78,6	1,5	18,7	7,6
NU	NU_G3	30,00	25,50	10,5	0,85	15,2	27,0	78,6	1,5	18,7	7,6
KLN	KLN_G1	15,00	12,00	10,5	0,80	20,0	31,2	76,0	0,6	20,0	10,0
KMA	KMA_G1	14,90	12,07	10,5	0,81	20,0	31,2	76,0	0,6	20,0	10,0
KK3	KK3_G1	23,30	20,97	10,5	0,90	25,0	34,0	108,0	0,1	26,0	14,0
KAVO	KAVO_G1	97,78	88,00	10,5	0,90	10,0	18,5	160,0	0,1	10,0	5,0

Tulee huomata, että voimalaitoksien generaattorien nimellispäätötehoarvot eivät välttämättä ole samat kuin taulukossa 3 esitetyt maksimitehot, koska maksimitehoa ei välttämättä rajoita ainoastaan generaattori, vaan esimerkiksi vesivoimalaitoksien tapauksessa veden virtaama tai pudotuskorkeus voi rajoittaa maksimitehon.

Generaattorimuuntajat mallinnettiin samalla tavalla kuin sähköasemien päämuuntajat on mallinnettu. Voimalaitosten omakäyttösähköä ei otettu huomioon, vaan kaikki generaattorimuuntajat mallinnettiin kaksikämisiksi muuntajiksi, koska omakäytöstä ei ole mitään tietoa käytettävissä sekä sen vaikutus olisi varmasti merkityksetön. Generaattorimuuntajien tiedot saatiin myös voimalaitoksien omistajilta. Fortum Power and Heat Oy:n laitoksien ja Koivukoski III:n generaattorimuuntajista saatiin tiedot suoraan omistajilta ja Katerman ja Kallioisen tapauksissa piti käydä tarkistamassa kilpiarvoista. Kaikkien generaattorimuuntajien kytkentäryhmä on YNd11. Generaattorimuuntajille syötetyt tiedot on esitetty taulukossa 9.

TAULUKKO 9. Generaattorimuuntajien tiedot

Voimalaitos	Tunnus	S_N (MVA)	P_o (kW)	Z_k (%)	R_k (%)	U_1 (kV)	U_2 (kV)	X_0 (Ω)
ÄMM	ÄMM_1BAT01	23	17,0	10,0	0,02	117	10,5	0,439
AIT	AIT_1BAT01	52	31,3	10,1	0,02	117	10,5	0,199
ST	ST_110/10kV	45	23,5	10,1	0,35	118	10,5	0,238
LEP	LEP_PM	40	17,6	12,8	0,04	117	10,5	0,459
JLH	JLH_1BAT01	25	16,3	12,0	0,35	117	10,5	0,463
JLH	JLH_2BAT01	25	15,3	12,0	0,35	117	10,5	0,454
JLH	JLH_3BAT01	25	15,5	11,9	0,37	117	10,5	0,454
NU	NU_PM1	40	21,8	10,1	0,27	117	10,5	0,234
NU	NU_PM2	40	22,1	10,1	0,27	117	10,5	0,240
NU	NU_PM3	40	21,7	10,1	0,27	117	10,5	0,234
KMA	KMA110/10kV	25	15,3	10,9	0,45	114	10,5	0,300
KLN	KLN_PT1	20	13,4	9,5	0,34	118	10,5	0,397
KK3	KK3_PT1	25	17,5	7,9	0,31	118	10,5	0,463

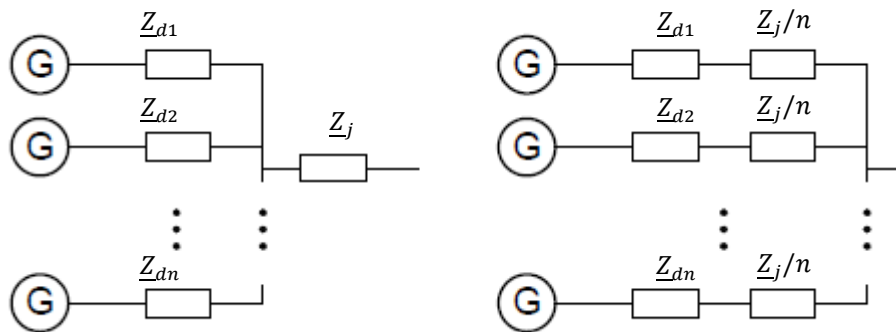
Tekla NIS:n tehonjakolaskenta osaa ottaa huomioon eri jännitetasossa olevat generaattorit, mutta vain jos ne ovat samassa kaaviossa kuin generaattorimuuntaja. Todellisuudessa vesivoimalaitoksien generaattorilta tulee kaapeli generaattorimuuntajalle ja niiden todellinen etäisyys voi olla satoja metrejä. Tämä ongelma ratkaistiin korvaamalla kaapelit kisko-osilla, näin Tekla NIS tulkitsee, että generaattori ja generaattorimuuntaja ovat samassa kaaviossa ja näin generaattorin ja generaattorimuuntajan sijaintitieto säilyy oikeana järjestelmässä. Ongelma tässä on, että tehonjakolaskenta ei silloin huomioi kaapelien impedansseja, mutta kokonaisuuden kannalta menetys ei ole merkittävä. Oikosulkulaskentaa varten kaapelien impedanssi voidaan lisätä generaattorin oikosulkuimpedanssiin. (Mörsky 2013-01-21.)

Tämä järjestely tuotti ongelmia silloin kun yhden kaapelin takana on useita generaattoreita rinnan, kuten kuviossa 15 on esitetty. Tällaisia tapauksia oli kuitenkin vain yksi, Leppikosken voimalaitos. Ongelma oli, kuinka lisätä yhden kaapelin impedanssi usean generaattorin oikosulkuimpedanssiin. Työssä päädyttiin ratkaisemaan, että generaattorille syötettävä oikosulkuimpedanssi lasketaan seuraavasti

$$\underline{Z}_{d(uusi)} = \underline{Z}_d + \frac{\underline{Z}_j}{n} \quad (6.9)$$

jossa $\underline{Z}_{d(uusi)}$ on generaattorille syötettävä oikosulkuimpedanssi, joka ottaa huomioon myös kaapelin impedanssin, \underline{Z}_d on pelkän generaattorin oikosulkuimpedanssi, \underline{Z}_j on kaapelin impedanssi ja n on rinnan olevien generaattorien lukumäärä. Eli johdon impedanssi jaetaan tasaisesti jokaiselle generaattorille, kuin jokaisella olisi oma syöttökaapeli, kuten kuviossa 15 on esitetty. Tekla NIS:iä varten generaattorin oikosulkuimpedanssi pitää syöttää suhteellisten oikosulkuresistanssin ja -reaktanssin avulla samalla tavalla kuten luvussa 6.2.1. Generaattoreille syötetyt uudet oikosulkuimpedanssit ovat esitetty taulukossa 10. Tihisenniemen höyryvoimalaitoksen kaapelista ei ollut tietoa, sillä sen sijaintitietoja ei ollut aikoinaan lisätty ja siksi tässä työssä generaattori kytkettiin suoraan kiskoon Tihisen-

niemen sähköasemalle. Kaikki kaapelit olivat dokumentoitu aikoinaan 3x240 AHXAMK-W -kaapeleiksi, joten käytettiin sen ominaistietoja.



KUVIO 15. Usean generaattorin rinnankytkennän tapauksessa johtojen impedanssien yhdistäminen generaattorien oikosulkuimpedanssiin, kun johto korvattiin kiskolla.

TAULUKKO 10. Voimalaitosten generaattorien oikosulkuimpedanssit johdon impedanssin lisäyksen jälkeen.

Generaattori	Kaapeli 3x240 AHXAMK-W					Generaattori NIS	
Tunnus	r (Ω/km)	x (Ω/km)	s (km)	R _j (Ω)	X _j (Ω)	r (%)	x (%)
ÄMM_G1	0,130	0,116	0,062	0,008	0,007	0,9	102,1
AIT_G1	0,130	0,116	0,127	0,017	0,015	1,3	104,7
ST_G1	0,130	0,116	0,151	0,020	0,018	1,4	89,3
LEP_G1	0,130	0,116	0,061	0,004	0,004	0,6	76,0
LEP_G2				0,004	0,004	0,6	76,0
JLH_G1	0,130	0,116	0,000	0,000	0,000	0,9	98,0
JLH_G2	0,130	0,116	0,000	0,000	0,000	0,8	97,0
JLH_G3	0,130	0,116	0,000	0,000	0,000	0,8	99,0
NU_G1	0,130	0,116	0,230	0,030	0,027	2,3	79,3
NU_G2	0,130	0,116	0,230	0,030	0,027	2,3	79,3
NU_G3	0,130	0,116	0,230	0,030	0,027	2,3	79,3
KMA_G1	0,130	0,116	0,031	0,004	0,004	0,6	76,0
KK3_G1	0,130	0,116	0,138	0,018	0,016	0,8	76,2
KLN_G1	0,130	0,116	0,024	0,003	0,003	0,2	108,1

Jos kaikki rinnan olevat generaattorit eivät ole käytössä, silloin oikosulkutilanteiden simuloinnissa ei ole huomioitu koko johdon impedanssia. Oletetaan, että oikosulkutilanteita simuloidaan vain kun kaikki generaattorit ovat käytössä yhtä aikaa. Tosin kuten taulukkoja 8 ja 10 vertaamalla huomataan, generaattorien oikosulkuimpedanssi ei muuttunut merkittävästi.

Normaalisti generaattorien loistehorajat määritellään generaattorikohtaisesti. Maksimiloistehon määrittelee suurin sallittu staattorivirta. Tässä työssä arvioitiin maksimiloistehon olevan generaattorin loisteho nimellisessä toimintapisteessä. Tämän arvion perusteella generaattorien maksimiloisteho Q_{MAX} voidaan laskea yhtälöllä:

$$Q_{MAX} = P_N \tan \varphi_N \quad (6.10)$$

Yhtälössä P_N on voimalaitoksen nimellispätöteho ja φ_N on voimalaitoksen nimellinen vaihekulmaero. Generaattorien maksimiloistehoarvot on esitetty taulukossa 11.

TAULUKKO 11. Generaattoreiden arvioidut maksimiloistehorajat

Tunnus	P (MW)	$\cos\varphi$	Q_{MAX} (Mvar)
ÄMM_G1	20,43	0,90	10
AIT_G1	46,80	0,90	23
ST_G1	39,20	0,90	19
LEP_G1	11,20	0,80	8
LEP_G2	11,20	0,80	8
JLH_G1	21,17	0,90	10
JLH_G2	21,17	0,90	10
JLH_G3	21,17	0,90	10
NU_G1	25,50	0,85	16
NU_G2	25,50	0,85	16
NU_G3	25,50	0,85	16
KLN_G1	12,00	0,80	9
KMA_G1	12,07	0,81	9
KK3_G1	20,97	0,90	10
KAVO_G1	88,00	0,90	43

Minimiloistehon määrittelee stabiilisuuden raja, kun generaattori on alimagnetoitu. Tässä työssä oletettiin, ettei generaattori mene alimagnetoinnin puolelle koskaan ja valittiin $Q_{MIN} = 0$.

Tekla NIS:ssä generaattorien pätöteho on vakio. Vesivoimalaitosten tapauksessa veden vuosittaiset virtaamat ovat hyvin satunnaisia ja höyryvoimalaitoksen tuotanto riippuu paljon kaukolämmön tarpeesta, joten yksiselitteistä arvoa ei voida pätötehoksi valita. Päädyttiin siis mallintamaan niin, että tehonjakotilanteita varten valitaan onko generaattori käytössä tai ei ja pätötehoarvo pitää aina asettaa manuaalisesti tilanteen mukaan.

Joka kerta kun siirtoverkkoa halutaan simuloida, tulee generaattoreille syöttää sopivat arvot, sillä generaattorien nimellistehot halutaan pitää järjestelmässä tallessa. Kuten taulukossa 6 esitettiin, kiinnostavimmat tilanteet ovat, kun voimalaitokset eivät ole käytössä, niiden tuotanto on maksimitehossa tai puolessa tehossa. Näissä tilanteissa syötetään generaattoreille taulukossa 12 esitetyt arvot. Jos halutaan simuloida tilannetta, jossa voimalaitokset eivät ole käytössä, avataan vain kytkin jolla generaattori erotetaan verkosta. Tihisenniemen höyryvoimalaitoksen pätötehon ajateltiin pysyvän aina vakiona. Sen sijaan vesivoimalaitosten tuotanto voi vaihdella hyvin paljon riippuen kuinka paljon vettä on käytettävissä. Tätä arviota tehdessä oletettiin, että vesitilanne käyttäytyy kaikkialla Kainuun alueella samalla tavalla ja kaikkien vesivoimalaitosten tuotanto on yhtä riippuvaista siitä. Esimerkiksi Katerma ja Kallioinen ovat samassa joessa ja käytännössä niiden tuotantojen on pakko lähes yhtä suuret, jotta voimalaitosten yhteinen hyötysuhde on paras mahdollinen.

TAULUKKO 12. Vesivoimalaitosten generaattorien pätötehoarvot simulointia varten

Laitos	Tunnus	P _{100 %} (MW)	P _{50 %} (MW)
ÄMM	ÄMM_G1	16	8
AIT	AIT_G1	47	24
ST	ST_G1	39	20
LEP	LEP_G1	11	5
LEP	LEP_G2	11	5
JLH	JLH_G1	19	10
JLH	JLH_G2	19	10
JLH	JLH_G3	19	10
NU	NU_G1	27	14
NU	NU_G2	27	14
NU	NU_G3	27	14
KLN	KLN_G1	14	7
KMA	KMA_G1	13	7
KK3	KK3_G1	25	13

Koska Tekla NIS ottaa huomioon generaattorit muissa jännitetasoissa, jos ne ovat samassa kaaviossa kuin muuntaja. Tämän takia KJ-verkkoon kytkettyjä voimalaitoksia ei otettu huomioon. Oletetaan, että KJ-verkkoon liittyneiden voimalaitosten vaikutukset 110 kV:n verkkoon ovat merkityksettömiä.

7 KAINUUN ALUEEN SIIRTOVERKON TEHONJAON TARKASTELUA

Tässä luvussa tarkastellaan Tekla NIS:iin mallinnetun Kainuun alueen siirtoverkon tehonjakoa peruskytkentätilanteissa ja peruskytkentätilanteista poikkeavissa kytkentätilanteissa. Talviajan maksimikuormitusta simuloidaan ajanhetkeltä 4.2.2012 klo 18, jolloin jakeluverkon teho on ollut huipussaan. Kesäajan kuormitusta simuloidaan ajanhetkellä 15.7.2012 klo 18, jolloin jakeluverkon teho on ollut noin kolmasosa talviajan huipputehosta. Simulointitilanteita tarkastellaan, kun kaikkien vesivoimalaitoksien tuotanto on yhtä aikaa maksimitehossa, puolella tehossa tai vesivoimalaitokset eivät ole käytössä. Tihisenniemen höyryvoimalaitos pidettiin koko ajan vakiopätötehossa. Käytetyt voimalaitosten pätötehoarvot ovat esitetty taulukossa 12.

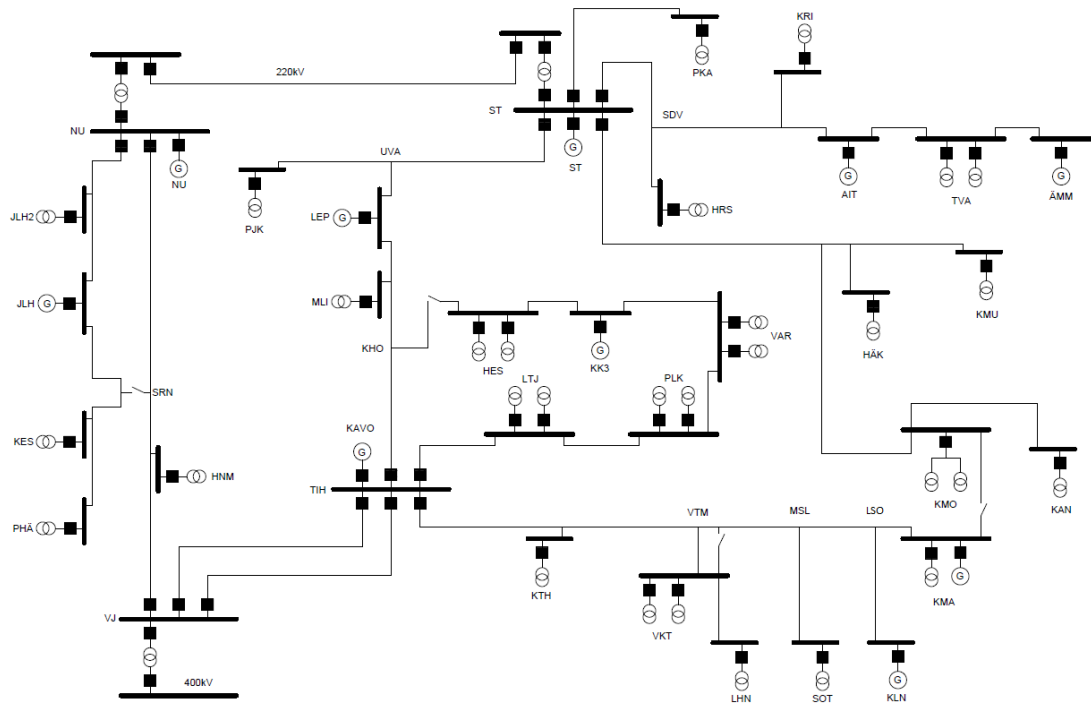
Simuloinneissa tarkastellaan yleisesti tehonvirtausta Kainuun alueen siirtoverkossa, jännitteitä sähköasemien liityntäpisteissä sekä kuormitusastetta ja häviöitä E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistamissa johdoissa. Jännitteitä ja tehonvirtausta yleisesti tarkastellaan jokaisessa mahdollisessa tilanteessa. Koska suurin osa E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n omistamista johdoista ovat säteittäisesti syötettyjä eikä varrella ole generaattoreita, niiden kuormitettavuuteen ei vaikuta alueellinen tuotanto, vaan ainoastaan sähköaseman kuormitus. Vaikka Kajaanin rengasta käytetään peruskytkentätilassa säteittäisenä, vesivoimalaitos Koivukoski III kytkeytyy Kajaanin renkaaseen Variskankaan ja Heinisuon sähköasemien väliin. Näin vesivoimalaitoksen tuotannolla on vaikutusta Kajaanin renkaan tehonvirtauksiin ja siksi Kajaanin sähköasemien välisien yhteyksien kuormitusastetta ja häviöitä tarkastellaan aina, kun tuotanto tai kulutus muuttuu, mutta muiden E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n johtojen kuormitusastetta ja häviöitä tarkastellaan vain kun kulutus muuttuu. AHXLMK-W 500 -kaapelilla kaapeloitu yhteys jätettiin tarkastelematta, koska kaapelin suurin sallittu kuormitettavuus on monikertainen verrattuna avojohtoihin. Verkkomallilla tarkastellaan myös koko Kainuun alueen siirtoverkon kuormitettavuutta, mutta ne tulokset eivät ole yhtä luotettavia, koska koko verkon tehonvirtauksesta ei ole riittävästi tietoa. Siksi tarkastelussa käytettiin vain karttapohjaista kuvaa, josta eri kuormitusasteet on korostettu väreillä.

Jännitteen asetteluarvo referenssigenaattorilla on 118 kV. Tekla NIS:ssä laskennassa käytettiin Newton-Raphson-algoritmia. Tehojen laskentatarkkuutena käytettiin 0,00001 ja maksimi iterointikierroksien määränä 20 kierrosta. Laskenta on tehty tämän työn yhteydessä tehdyn sovelluksen käyttöohjeen mukaan. Sovelluksen käyttöohje E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle on liitteessä 1.

7.1 Peruskytkentätilanteet

Itäisen Kainuun rengas on talvisin rengasverkkona ja kesäisin säteittäisenä. Syy säteittäiseen käyttöön on, että rengaskäyttö vaatii huomattavasti kalliimman suojaruleistyksen (Elovaara & Haarla 2011a, 57). Säteittäisellä verkolla toimintavarmuus on Kainuun 110 kV:n verkossa parempi, koska Kainuun verkossa suojalaitteet ovat harvassa. Näin mahdollinen vika aiheuttaisi katkoksen suurelle osalle verkkoa ja siksi on todettu, että on parempi pitää verkkoa säteittäisenä, näin vian yhteydessä vain toinen säteittäisistä haaroista irtaantuu verkosta. Erityisesti kesäisin on salamaniskun riski, mikä on kantaverkon johdoilla todennäköisin häiriön syy Suomessa (Elovaara & Haarla 2011a, 433). Kesäajan

verkkotilanteen katkaisupiste on Katermassa. Talvisin verkko halutaan suuren kuormituksen aikana pitää jäykemmässä rengassyötössä, etteivät Kuhmon pohjoispuolella olevan VR:n syöttöpisteen kuormituksen muutokset aiheuta liikaa epäsymmetriaa verkkoon. Kesäisin siirtoverkko ei ole niin kuormitettu, että VR:n pisteen kuormituksen muutokset vaikuttaisivat merkittävästi. Kuviossa 16 on esitetty peruskytkentätila kesällä, kun kytkin Katermassa on auki. Talviajan peruskytkentätila on esitetty kuviossa 9.



KUVIO 16. Kainuun siirtoverkon peruskytkentätila kesällä. Silloin erotin Katermassa (KMA) on auki.

7.1.1 Kesä

Taulukossa 13 on esitetty E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n 110 kV:n johtojen virrat, kuormitusasteet ja häviöt kesäajan peruskytkentätilanteessa lukuun ottamatta Kajaanin sähköasemien välisiä yhteysjohtoja.

TAULUKKO 13. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n 110 kV:n johtojen kuormittuminen kesäajan peruskäytötilanteissa

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
JLH-SRN	Hawk	16	3	0
JLH-SRN	Ostrich	15	4	2
SRN-KES	Suursavo	14	4	3
KES-PHÄ	Ostrich	7	2	1
VTM-VKT	Duck	59	9	8
VKT-LAH	Vaasa	35	8	11
MSL-SOT	Ostrich	10	2	0
KMO-KAN	Ostrich	4	1	0
HÄK-KMU	Kuopio	8	2	0
ST-PKA	Ibis	8	3	3
AIT-KRI	Ostrich	8	2	0
SDV-HRS	Ostrich	7	2	0
UVA-PJK	Kuopio	3	1	0

Tuloksista huomataan, että kesäaikana johdot kuormittuvat hyvin vähän. Keskimäärin kuormitusasteet ovat alle 5 %. Eniten kuormittuvat Vihtamon erotinaseman ja Vuokatin sähköaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 9 % ja Vuokatin ja Lahnaslammen sähköasemien välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 8 %. Syy tähän on, että Lahnaslammen Mondo Minerals -kaivosyhtiön kulutus ei ole niin riippuvainen vuodenajasta, toisin kuin normaalilla sähkökuluttajalla.

Taulukoissa 14, 15 ja 16 on esitetty Kajaanin sähköasemien välisten yhteyksien kuormittuminen kesäajan kuormituksella peruskäytötilanteessa, kun voimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja ne eivät ole käytössä.

TAULUKKO 14. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen kesäajan kuormituksella, kun vesivoimalaitoksien tuotanto on maksimitehossaan.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	52	12	1
LTJ-PLK	Ostrich	64	15	6
PLK-VAR	Ostrich	93	22	26
VAR-KK3	Ostrich	108	25	8
KK3-HES	Ostrich	15	3	0

TAULUKKO 15. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen kesäajan kuormituksella, kun vesivoimalaitoksien tuotanto on puolessa tehossa.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	20	5	0
LTJ-PLK	Ostrich	14	3	0
PLK-VAR	Ostrich	34	8	4
VAR-KK3	Ostrich	49	11	2
KK3-HES	Ostrich	15	3	0

TAULUKKO 16. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen kesäajan kuormituksella, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	77	18	3
LTJ-PLK	Ostrich	62	14	6
PLK-VAR	Ostrich	31	7	3
VAR-KK3	Ostrich	15	3	0
KK3-HES	Ostrich	15	3	0

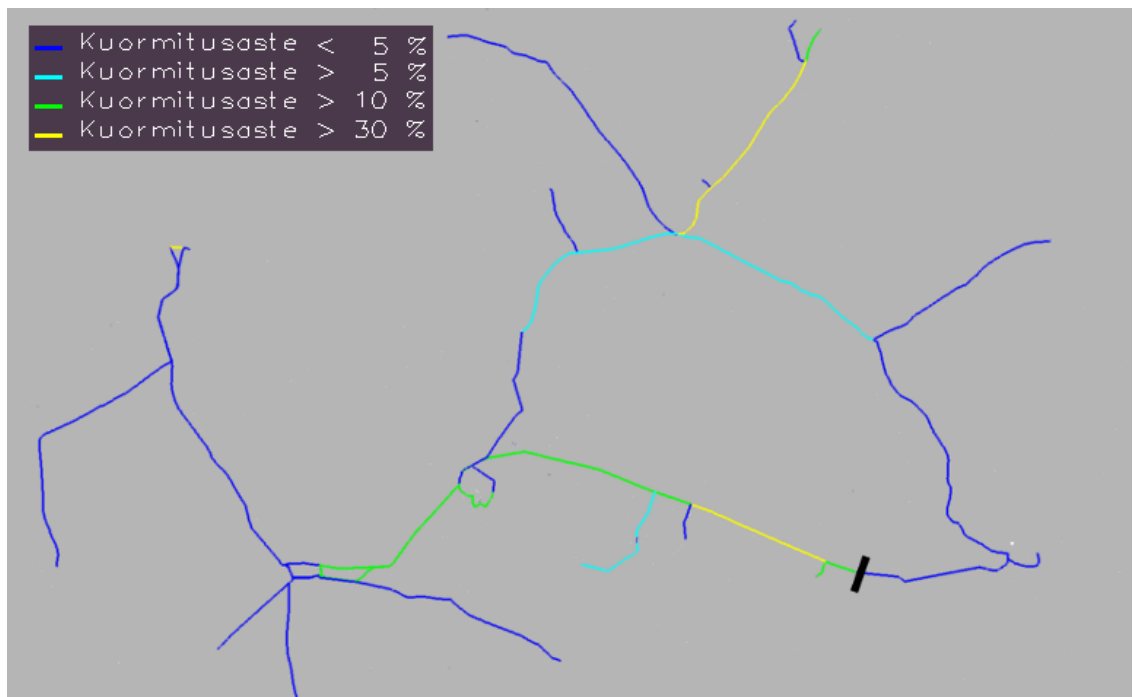
Näistä kolmesta taulukosta huomataan, että Koivukoski III:n vesivoimalaitoksen tuotannolla on merkitystä Kajaanin sähköasemien välisien yhteysjohtojen kuormittumiseen.

Kesällä Kajaanin sähköasemien kulutus on yhteensä vain noin 15 MW. Kun Koivukoski III:n vesivoimalaitoksen tuotanto on maksimitehossaan, on Kajaanin renkaalla enemmän tuotantoa kuin kulutusta, niin ylimääräinen teho virtaa kantaverkkoon päin. Silloin eniten kuormittuu Koivukoski III:n vesivoimalaitoksen ja Variskankaan sähköaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 25 %. Koivukoski III:n vesivoimalaitoksen ja Heinisuon sähköaseman välisen yhteysjohdon kuormitusaste on yhtä suuri joka tilanteessa, koska Heinisuon sähköasema on viimeinen sähköasema Kajaanin säteittäisessä syötössä.

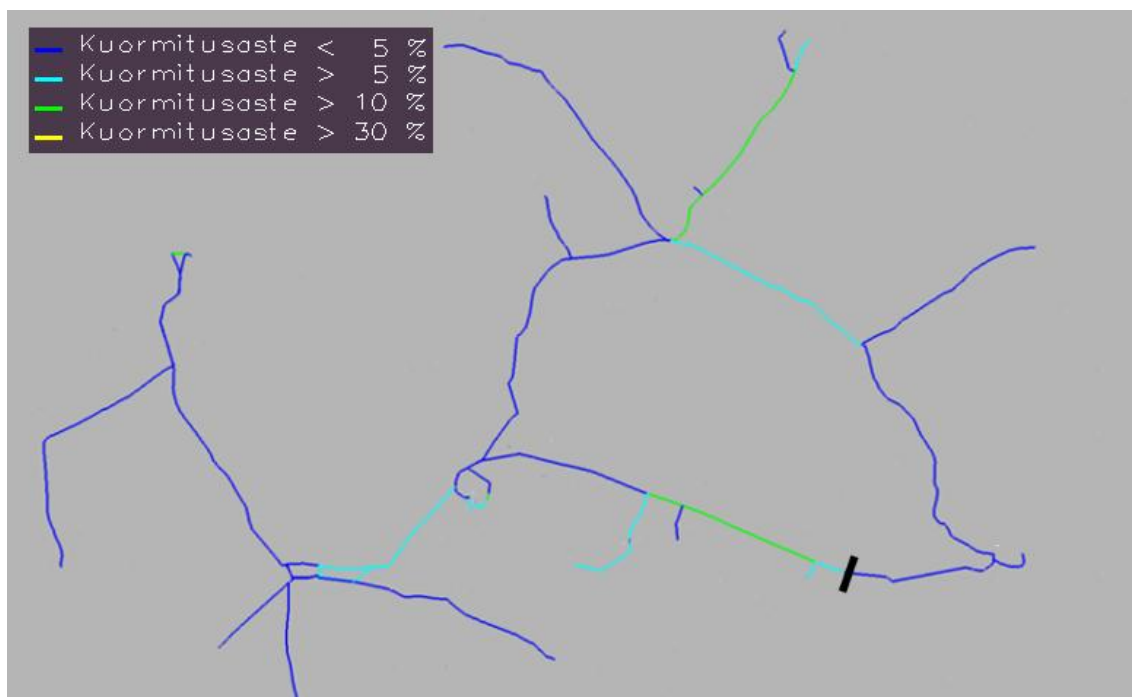
Voimalaitoksen tuotannon ollessa puolessa tehossa, osa tehosta virtaa kantaverkosta päin. Tässä tilanteessa kuormitusasteet ovat tasaiset. Tässäkin tilanteessa eniten kuormittuu Koivukoski III:n vesivoimalaitoksen ja Variskankaan sähköaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 11 %. Muiden yhteysjohtojen kuormitusasteet ovat alle 10 %.

Kun voimalaitos ei ole käytössä, eniten kuormittuu Tihisenniemen ja Lohtajan sähköasemien välinen yhteysjohto, koska silloin kaikki teho pitää syöttää kantaverkosta päin. Yhteysjohdon kuormitusaste on silloin 18 %.

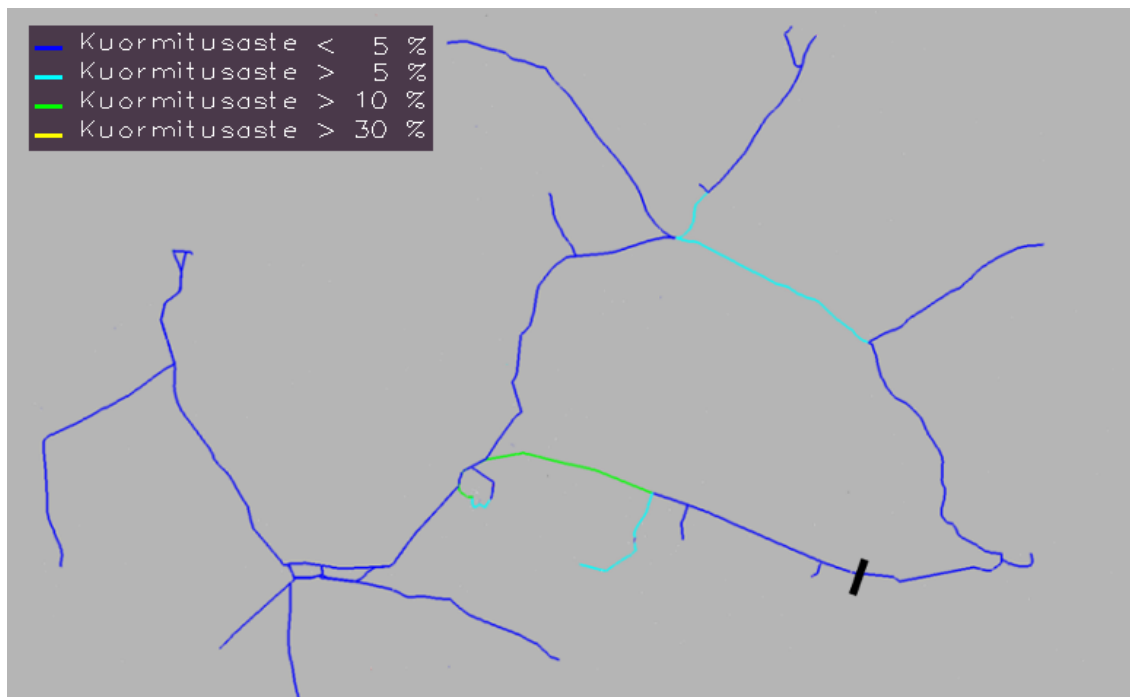
Kuvissa 11, 12 ja 13 on esitetty koko Kainuun 110 kV:n johtojen kuormitusasteet kesäajan kuormituksella ja kesäajan peruskytkentätilassa, kun voimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja ne eivät ole käytössä. Kuviin on merkitty Katerman katkaisupiste.



KUVA 11. Kainuun 110 kV:n verkon johtojen kuormitusasteet kesällä, kun tuotanto on maksimitehossa.



KUVA 12. Kainuun 110 kV:n verkon kuormitusasteet kesällä, kun tuotanto on puolessa tehossa.



KUVA 13. Kainuun 110 kV:n verkon kuormitusasteet kesällä, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

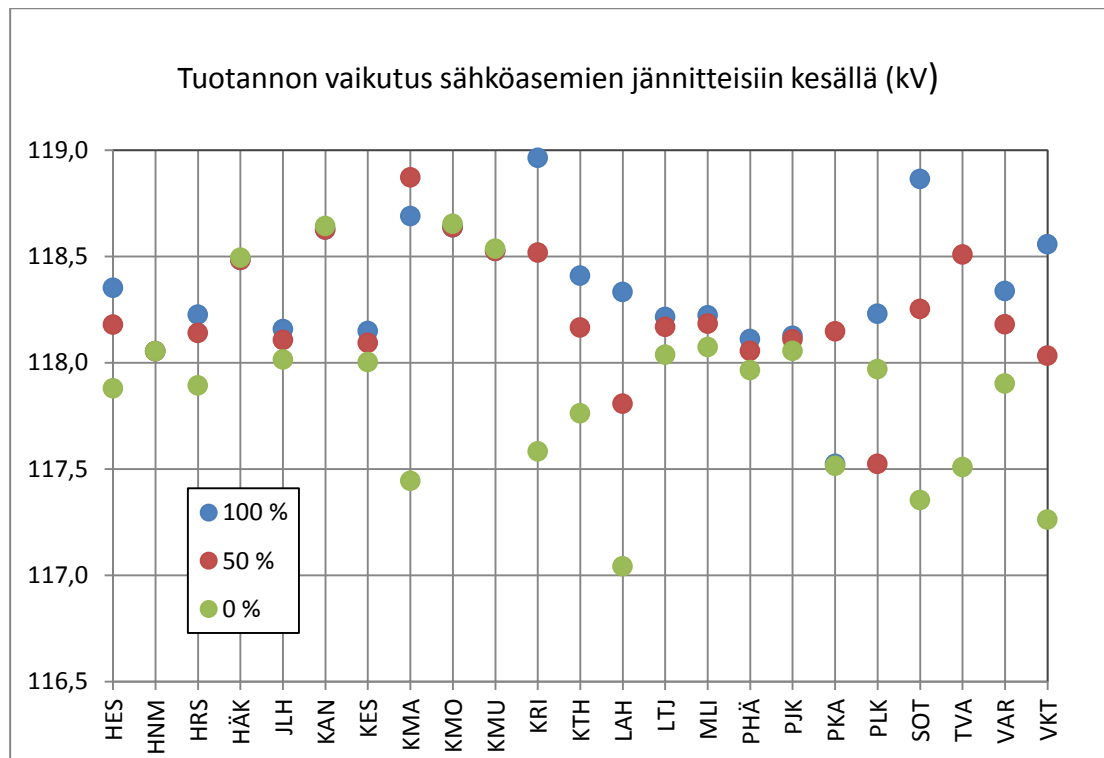
Kesällä Kainuun 110 kV:n verkon kuormitus on niin vähäistä, ettei tämän verkkomallin tarkastelun perusteella ole ylikuormitusriskejä. Kuormitusasteet ovat korkeimmillaan silloin, kun tuotanto on maksimitehossa. Eniten kuormittuvat johdot ovat silloin Jylhämän vesivoimalaitoksen ja Jylhämän sähköaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 62 % ja Aittokosken vesivoimalaitoksen ja Soidinvaaran erotinaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 50 % sekä Leppisuon ja Metsälän erotinasemien välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 30 %. Leppisuon ja Metsälän välinen yhteys kuormittuu normaalia enemmän, koska erotin Katermasta Kuhmoon päin on auki ja silloin Kallioisen ja Katerman vesivoimalaitoksien kaikki tuotanto syötetään länteen päin. Tuotannon ollessa puolessa tehossa eniten kuormittuvat johdot ovat samat kuin maksimituotannon aikaan, mutta kuormitusaste on puolet maksimituotannon aikaisesta kuormitusasteesta. Kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä, korkein kuormitusaste on Tihisenniemen sähköaseman ja Vihtamon erotinaseman välisellä yhteydellä, jonka kuormitusaste on 16 %.

Taulukossa 17 on esitetty kaikkien E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien liityntäpisteiden jännitteet kesäajan kuormituksella sekä miten vesivoimalaitosten tuotanto vaikuttaa jännitteisiin liityntäpisteillä.

TAULUKKO 17. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien liityntäpisteiden jännitteet kesäajan kuormituksella, kun alueen vesivoimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Tuotanto	100 %	50 %	0 %
Sähköasema	Jännite (kV)	Jännite (kV)	Jännite (kV)
HES	118,4	118,2	117,9
HNM	118,1	118,1	118,1
HRS	118,2	118,1	117,9
HÄK	118,5	118,5	118,5
JLH	118,2	118,1	118,0
KAN	118,6	118,6	118,6
KES	118,1	118,1	118,0
KMA	118,7	118,9	117,4
KMO	118,6	118,6	118,7
KMU	118,5	118,5	118,5
KRI	119,0	118,5	117,6
KTH	118,4	118,2	117,8
LAH	118,3	117,8	117,0
LTJ	118,2	118,2	118,0
MLI	118,2	118,2	118,1
PHÄ	118,1	118,1	118,0
PJK	118,1	118,1	118,1
PKA	117,5	118,1	117,5
PLK	118,2	117,5	118,0
SOT	118,9	118,3	117,4
TVA	119,0	118,5	117,5
VAR	118,3	118,2	117,9
VKT	118,6	118,0	117,3

Tuloksista huomataan, että vesivoimalaitoksien tuotannolla on hieman vaikutusta liityntäpisteiden jännitteisiin. Kesäajan kuormituksella jännitteissä ei tapahdu merkittäviä muutoksia. Matalin jännite on Lahnaslammen sähköasemalla 117,0 kV, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä. Korkeimmillaan jännite on Kurimon ja Taivalalasan sähköasemilla 119 kV, kun tuotanto maksimitehossa. Kuviossa 17 on esitetty miten alueellinen tuotanto vaikuttaa jännitteisiin sähköasemilla kesäajan kuormituksella.



KUVIO 17. Alueelliset tuotannon vaikutukset jännitteisiin sähköasemilla talviajan kulutuksella. Jännitteitä tarkasteltiin kun alueellinen tuotanto on maksimitehossaan (100 %), puolessa tehossa (50 %) ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä (0 %).

7.1.2 Talvi

Talviajan peruskytkentätilanne on esitetty kuviossa 9. Taulukossa 18 on esitetty E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n 110 kV:n johtojen virrat, kuormitusasteet ja häviöt talviajan peruskytkentätilanteessa lukuun ottamatta Kajaanin sähköasemien välisiä yhteysjohtoja.

TAULUKKO 18. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n 110 kV:n johtojen kuormittuminen talviajan kuormituksella peruskytkentätilassa.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
JLH-SRN	Hawk	34	6	2
JLH-SRN	Ostrich	34	8	11
SRN-KES	Suursavo	34	10	22
KES-PHÄ	Ostrich	18	4	4
VTM-VKT	Duck	149	24	47
VKT-LAH	Vaasa	61	15	30
MSL-SOT	Ostrich	34	8	3
KMO-KAN	Ostrich	15	4	1
HÄK-KMU	Kuopio	10	2	1
ST-PKA	Ibis	23	5	14
AIT-KRI	Ostrich	28	6	4
SDV-HRS	Ostrich	25	6	1
UVA-PJK	Kuopio	8	2	0

Tuloksista huomataan, että mikään tarkastelluista johdoista ei ylikuormitu talviajan huipputehoilla peruskytkentätilanteessa. Suurimmalla osalla johdoista kuormitusaste ei ole edes 10 %. Eniten kuormittuu Vihtamon erotinaseman ja Vuokatin sähköaseman välinen yhteys, mutta siinäkin on kapasiteettia vielä jäljellä merkittävästi, sillä yhteyden kuormitusaste on vain 24 %. Seuraavaksi eniten kuormittuvat yhteydet ovat Vuokatin ja Lahnaslammen sähköasemien välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 15 % ja Säräisniemen ja Kestilän sähköasemien välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 10 %.

Taulukoissa 19, 20, ja 21 on esitetty Kajaanin sähköasemien välisten yhteyksien kuormittuminen talviajan kuormituksella peruskytkentätilanteessa, kun voimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja ne eivät ole käytössä.

TAULUKKO 19. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen talviajan huippukuormituksella, kun vesivoimalaitoksien tuotanto on maksimitehossaan.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	131	31	9
LTJ-PLK	Ostrich	80	19	9
PLK-VAR	Ostrich	31	7	3
VAR-KK3	Ostrich	66	15	3
KK3-HES	Ostrich	60	14	6

TAULUKKO 20. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen talviajan huippukuormituksella, kun vesivoimalaitoksien tuotanto on puolessa tehossa.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	184	43	18
LTJ-PLK	Ostrich	131	30	25
PLK-VAR	Ostrich	48	11	7
VAR-KK3	Ostrich	9	2	0
KK3-HES	Ostrich	60	14	6

TAULUKKO 21. Kajaanin sähköasemien välisten yhteysjohtojen kuormittuminen talviajan huippukuormituksella, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Yhteys	Johtolaji	Virta (A)	Kuormitusaste (%)	Tehohäviöt (kW)
TIH-LTJ	Ostrich	248	58	33
LTJ-PLK	Ostrich	195	45	55
PLK-VAR	Ostrich	111	26	38
VAR-KK3	Ostrich	60	14	2
KK3-HES	Ostrich	60	14	6

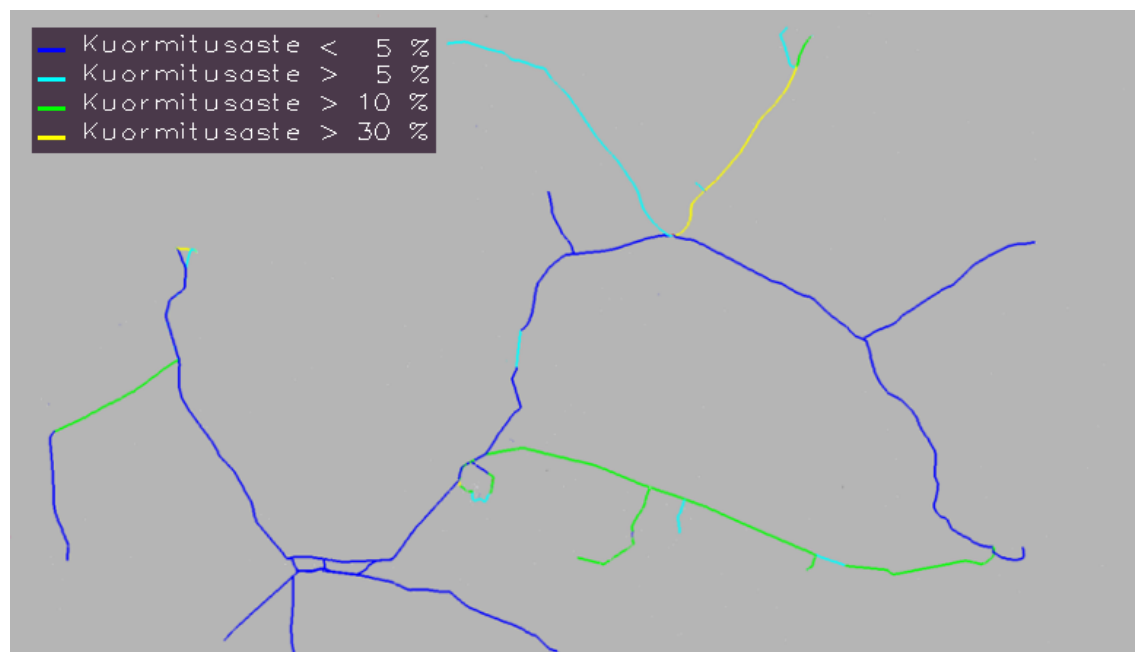
Talviajan kuormituksella voimalaitoksen tuotannon ollessa maksimitehossaan, johdot kuormittuvat kaikkein vähiten. Voimalaitos sijaitsee Kajaanin sähköasemien välissä, tällöin kaikki teho ei virtaa alkupään yhteyden kautta. Eniten kuormittuu Tihisenniemen ja Lohtajan välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 31 %. Muiden yhteysjohtojen kuormitusaste on alle 20 %. Koivukoski III:n vesi-

voimalaitoksen ja Heinisuon sähköaseman välisen yhteysjohdon kuormitusaste on yhtä suuri joka tilanteessa, koska Heinisuon sähköasema on viimeinen sähköasema Kajaanin säteittäisessä syötössä.

Voimalaitoksen tuotannon ollessa puolessa tehossa, yhteysjohtojen kuormitusasteet muuttuvat verrattuna maksimitehoon. Palokankaan ja Variskankaan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 11 % ja Variskankaan sähköaseman ja Koivukoski III -vesivoimalaitoksen välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 2 %. Nämä kuormitusasteet ovat pienempiä kuin voimalaitoksen tuotannon ollessa maksimitehossa. Toisaalta koska kulutus on sama, kuormitusaste säteittäisen sähköasemaketjun alkupäässä kasvaa, koska tarvitaan enemmän tehoa kantaverkosta päin. Näin Tihisenniemen ja Lohtajan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 43 % ja Lohtajan ja Palokankaan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 30 %.

Kun voimalaitos ei ole käytössä, johdot kuormittuvat kaikkein eniten, koska Kajaanin sähköasemat ovat säteittäisesti syötettynä ja silloin kaikki teho virtaa kantaverkosta päin. Tällöin alkupäässä olevan Tihisenniemen ja Lohtajan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 58 %, Lohtajan ja Palokankaan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 45 % ja Palokankaan ja Variskankaan sähköasemien välisen yhteysjohdon kuormitusaste on 26 %.

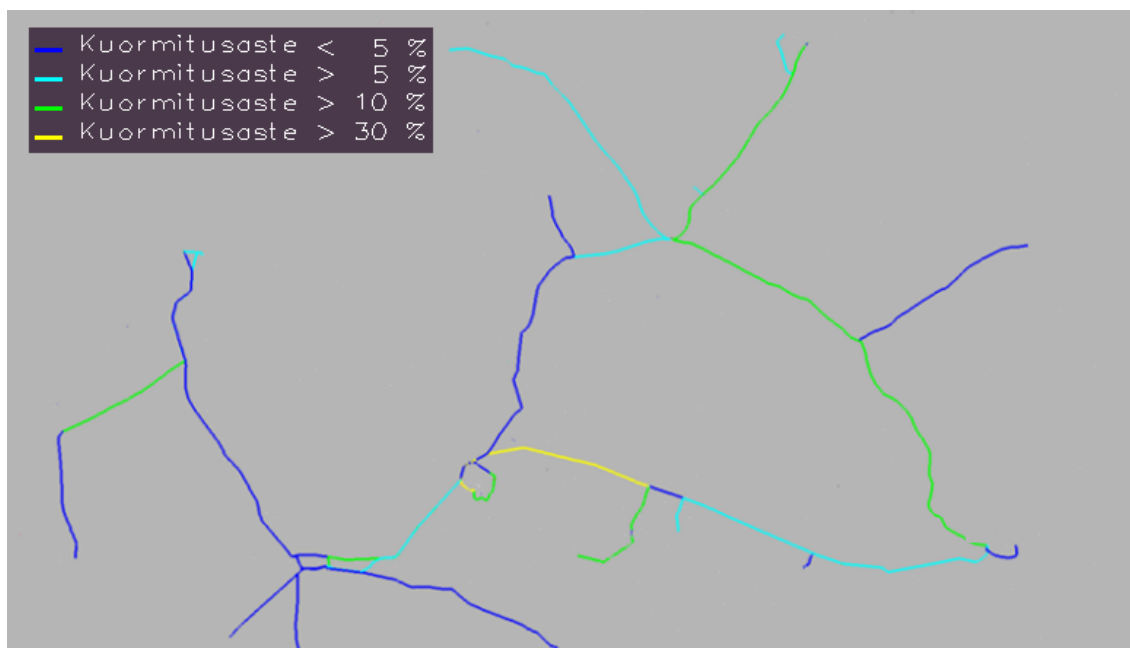
Kuvissa 14, 15 ja 16 on esitetty koko Kainuun 110 kV:n johtojen kuormitusasteet talviajan huippukuormituksella ja talviajan peruskytkentätilanteessa, kun voimalaitoksien tuotanto on maksimitehossaan, puolessa tehossa ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.



KUVA 14. Kainuun 110 kV:n verkon johtojen kuormitusasteet talvella, kun tuotanto on maksimitehossa.



KUVA 15. Kainuun 110 kV:n verkon kuormitusasteet talvella, kun tuotanto on puolessa tehossa.



KUVA 16. Kainuun 110 kV:n verkon kuormitusasteet talvella, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Tämän verkkomallin tarkastelun perusteella, mikään johto Kainuun 110 kV:n verkossa ei kuormitu merkittävästi huippukuormituksen aikaan. Yhdenkään johdon kuormitusaste ei ollut yli 60 %. Kun tuotanto on maksimitehossa, eniten kuormittuvat johdot ovat Jylhämän vesivoimalaitoksen ja Jylhämän sähköaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 57 % ja Aittokosken vesivoimalaitoksen ja Soidinvaaran erotinaseman välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 42 %. Kun tuotanto on puolessa tehossa tai vesivoimalaitokset eivät ole käytössä, eniten kuormittuvat aikaisemmin esitellyt yhteysjohdot Kajaanin sähköasemien välillä sekä Tihisenniemen ja Kuluntalahden sähköasemien välinen yhteysjohto. Yhteysjohdon kuormitusaste on 30 %, kun tuotanto on puolessa tehossa ja kuormitusaste on 38 %, kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä. Tästä voidaan todeta,

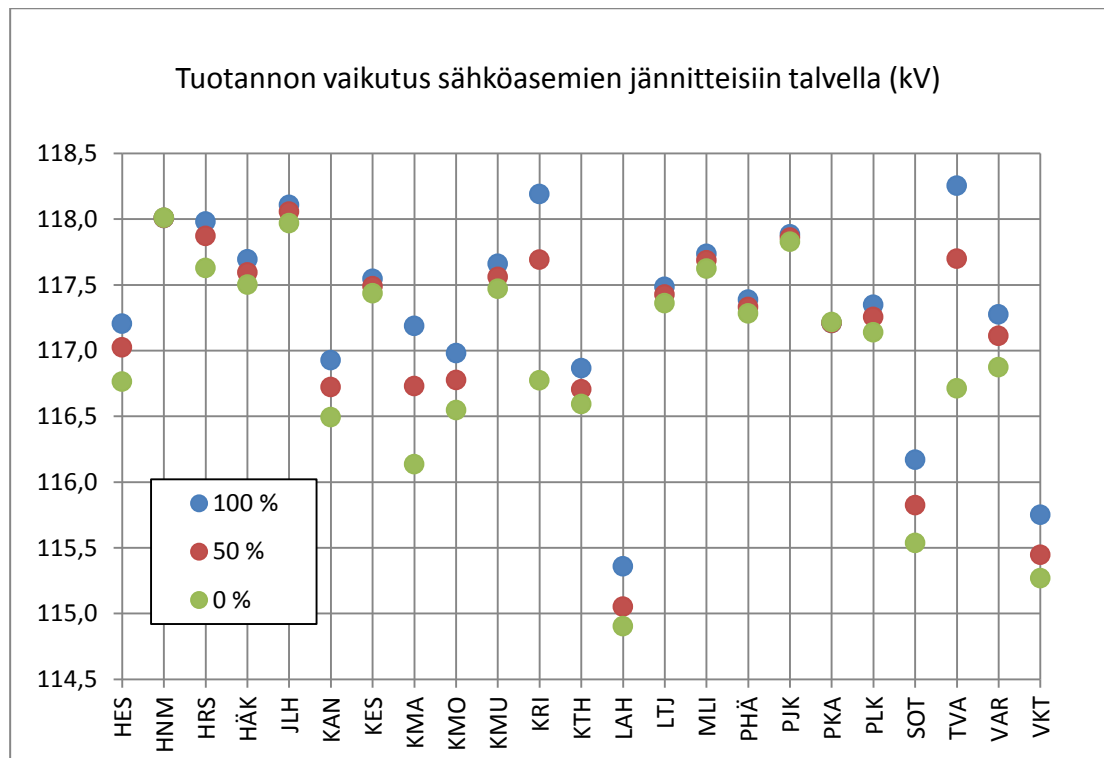
että Tihisenniemen sähköaseman ja Vihtamon erotinaseman välinen yhteys kuormittuu sitä enemmän, mitä vähemmän Kainuun alueella on tuotantoa.

Taulukossa 22 on esitetty kaikkien E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien liityntäpisteiden jännitteet talviajan kuormituksella sekä miten vesivoimalaitosten tuotanto vaikuttaa jännitteisiin sähköasemilla.

TAULUKKO 22. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien jännitteet talviajan kulutuksella, kun alueen vesivoimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa tai vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Tuotanto	100 %	50 %	0 %
Sähköasema	Jännite (kV)	Jännite (kV)	Jännite (kV)
HES	117,2	117,0	116,8
HNM	118,0	118,0	118,0
HRS	118,0	117,9	117,6
HÄK	117,7	117,6	117,5
JLH	118,1	118,1	118,0
KAN	116,9	116,7	116,5
KES	117,5	117,5	117,4
KMA	117,2	116,7	116,1
KMO	117,0	116,8	116,5
KMU	117,7	117,6	117,5
KRI	118,2	117,7	116,8
KTH	116,9	116,7	116,6
LAH	115,4	115,1	114,9
LTJ	117,5	117,4	117,4
MLI	117,7	117,7	117,6
PHÄ	117,4	117,3	117,3
PJK	117,9	117,9	117,8
PKA	117,2	117,2	117,2
PLK	117,3	117,3	117,1
SOT	116,2	115,8	115,5
TVA	118,3	117,7	116,7
VAR	117,3	117,1	116,9
VKT	115,8	115,4	115,3

Kuitenkin missään näistä tilanteista talviajan kuormituksella jännitteet ei laske merkittävästi. Matalin jännitetaso on 114,9 kV Lahnaslammen sähköasemalla tilanteessa, jossa vesivoimalaitokset eivät ole käytössä. Kuviossa 18 on havainnollistettu kuinka voimalaitosten tuotanto ei vaikuta kaikkien sähköasemien jännitetasoihin yhtä merkittävästi. Runkojohtojen varrella ja liityntäpisteiden lähellä olevien sähköasemien jännitteet eivät riipu paljon voimalaitosten tuotannosta, kun taas liityntäpisteistä etäämmällä olevien sähköasemien jännitteisiin voimalaitosten tuotannolla on vaikutusta.



KUVIO 18. Alueelliset tuotannon vaikutukset jännitteisiin sähköasemilla talviajan kulutuksella. Jännitteitä tarkasteltiin, kun alueellinen tuotanto on maksimitehossaan (100 %), puolessa tehossa (50 %) ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä (0 %).

7.1.3 Yhteenveto peruskytkentätilanteista

Kainuussa siirtoverkko on talvisin rengaskäytössä ja kesäisin säteittäisenä. Näitä peruskytkentätilanteita tarkasteltiin Tekla NIS:n tehonjakolaskennalla.

Tuloksien perusteella voidaan todeta, että E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n johdoissa riittää vielä kapasiteettia. Eniten tarkastelluista johdoista kuormittuu Tihiseniemen ja Lohtajan sähköasemien välinen yhteysjohto talvikuormituksen aikana, kun Koivukoski III:n vesivoimalaitos ei ole käytössä. Silloin johdon kuormitusaste on 58 %. Muut eniten kuormittuvat johdot ovat myös muut Kajaanin sähköasemien väliset yhteysjohdot sekä Vuokatin ja Lahnaslammen sähköasemia syöttävä johto, jonka kuormitusaste on korkeimmillaan 24 %. Kuitenkin suurimmankin kuormituksen aikaan monen johdon kuormitusaste ei ole edes 10 %.

Tällä verkkomallilla ei välttämättä saada kaikkialta Kainuun 110 kV:n verkosta riittävän luotettavia tuloksia, koska alueen tehonvirtauksesta ei ole tarpeeksi tietoa käytettävissä. Tämän tarkastelun perusteella Kainuun 110 kV:n verkko ei ylikuormitu peruskytkentätilanteessa tämän hetkellä tuotantokapasiteetilla ja kuormituksilla. Korkeimmillaan kuormitusasteet ovat pääasiassa alle 60 %. Eniten kuormittuvat johdot ovat maksimituotannon aikaan Jylhämän ja Aittokosken vesivoimalaitosten liittymisjohdot kantaverkkoon. Kun tuotantoa on vähemmän, Tihisenniemen sähköaseman ja Vihtamon erotinaseman välisen yhteysjohdon kuormitusaste kasvaa. Korkeimmillaan yhteysjohdon kuormitusaste on 38 %.

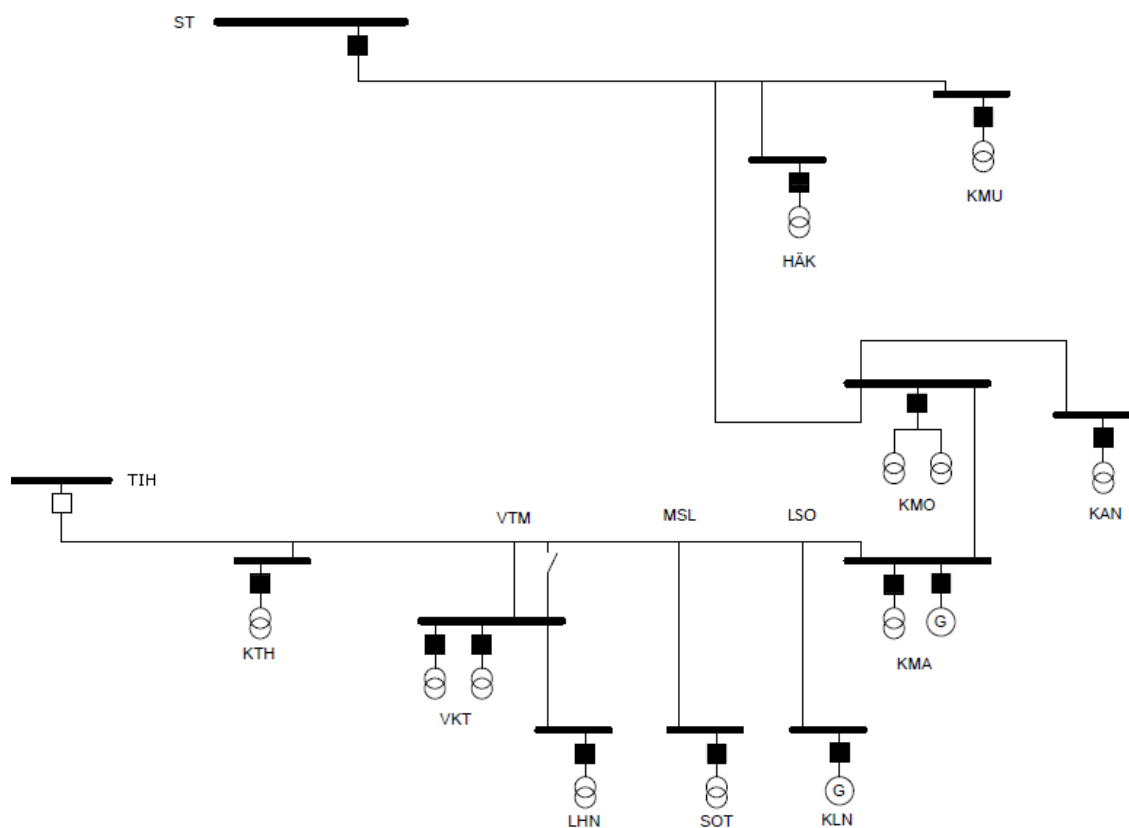
Todellisuudessa tulee huomioida, että kahden pisteen välisen yhteyden kuormitettavuutta ei rajoita välttämättä pelkästään johdin, vaan se voi olla jonkin muun laitteen terminen siirtokapasiteetti esimerkiksi virtamuuntaja (Elovaara & Haarla 2011a, 404).

Matalasta kuormitusasteesta johtuen jännitteet sähköasemilla eivät putoa merkittävästi. Talviajan kuormituksella jännitteet kaikilla sähköasemilla ovat väliltä 114,5...118,5 kV ja kesäajan kuormituksella jännitteet ovat väliltä 117...119 kV riippuen paikallisesta tuotannosta. 110 kV:n verkossa jännitteet ovat normaalisti väliltä 105...123 kV (Elovaara & Haarla 2011a, 374). Tämän tarkastelun perusteella Kainuun 110 kV:n verkon jännitteet pysyvät normaaleissa rajoissa. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemien päämuuntajat on mitoitettu 115 kV:n jännitteelle ja tämän tarkastelun perusteella jännitteet eivät poikkea hyvin paljon mitoitusarvosta.

Jos jännitteet olisivat liian matalat, se voisi vaikuttaa verkon siirtokapasiteettiin ja jännitestabiilisuu-teen (Elovaara & Haarla 2011a, 374). Todellisuudessa ei myöskään ole toivottu tilanne, että jännitteet olisivat korkeat, koska verkon eristysrakenteet ovat mitoitettu tietylle jännitteelle (Elovaara & Haarla 2011a, 374). Jos jännite on liian korkea, vanhempien sähköasemien päämuuntajien käämikytkimestä voi myös loppua säätövara ja silloin jännite voi myös muuntajan toisiossa nousta liian korkeaksi, mikä voi jossain E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemilla olla ongelma.

7.2 Tihisenniemen ja Vihtamon välisen voimajohdon saneeraus

Fingrid Oyj aikoo saneerata 110 kV:n voimajohdon Tihisenniemeltä Katermaan. Kainuun siirtoverkon kannalta tämä tarkoittaa, että kaikki itäisen alueen sähköasemat pitää syöttää Seitenoikean sähköaseman kautta säteittäisesti. Kaikkein kriittisin tilanne on, kun Tihisenniemen ja Kuluntalahden sähköasemien välinen yhteys on erotettu. Tässä luvussa tarkastellaan, miten kytkentätilanteen muutos vaikuttaa itäisen Kainuun sähköasemien jännitteisiin sekä runkojohtojen kuormitusasteeseen. Oletetaan, ettei hankkeella ole vaikutusta muun Kainuun 110 kV:n verkon tehonjakoon ja siksi tarkastellaan vain osaa verkosta. Saneeraus on tarkoitus tehdä kesällä, jolloin kuormitus on pienempi, mutta tässä työssä kytkentätilannetta tarkastellaan myös talvikuormituksilla siltä varalta, jos hanke viivästyy. Tarkastelussa otetaan huomioon vesivoimalaitoksien Katerman ja Kallioisen tuotannon vaikutus ja tarkastellaan verkkoa niiden tuotannon ollessa maksimitehossa, puolessa tehossa ja ne eivät ole käytössä. Voimalaitosten tehot näissä tilanteissa ovat taulukossa 12. Kytkentätilanne on esitetty kuviossa 19.



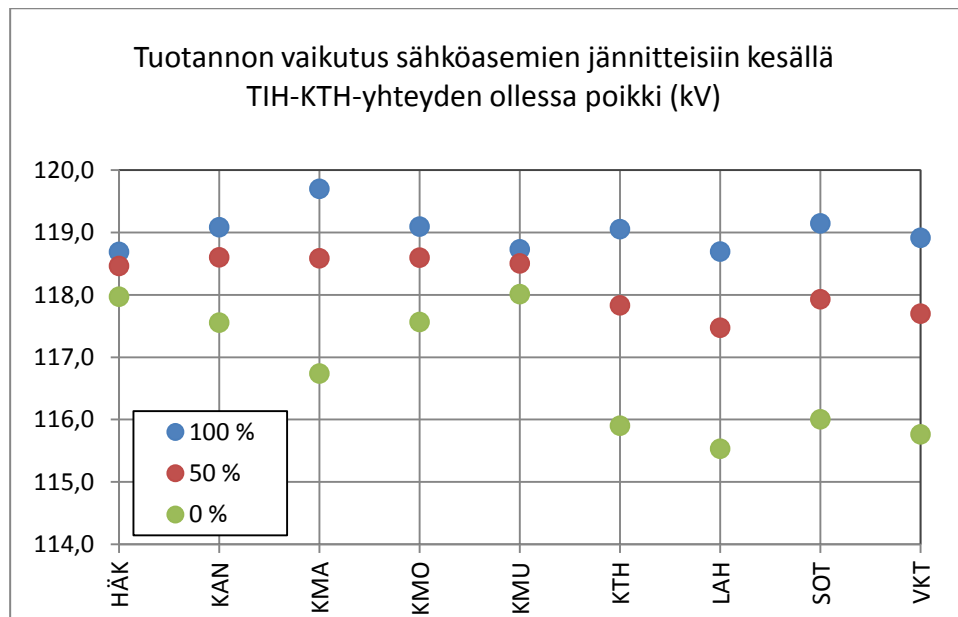
KUVIO 19. Kytkentätilanne itäisen Kainuun 110 kV:n verkossa, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden sähköasemien välillä on poikki.

7.2.1 Kesäajan kuormituksella

Taulukossa 23 on esitetty kytkentätilanteen jännitteet sähköasemilla kesäajan kuormituksella tilanteissa, kun Katerman ja Kallioisen vesivoimalaitosten tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa tai ne eivät ole käytössä. Tuotannon vaikutusta jännitteisiin on havainnollistettu kuviossa 20.

TAULUKKO 23. Sähköasemien jännitteet kesäajan kuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja Katerman ja Kallioisen vesivoimalaitosten tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa tai ne eivät ole käytössä.

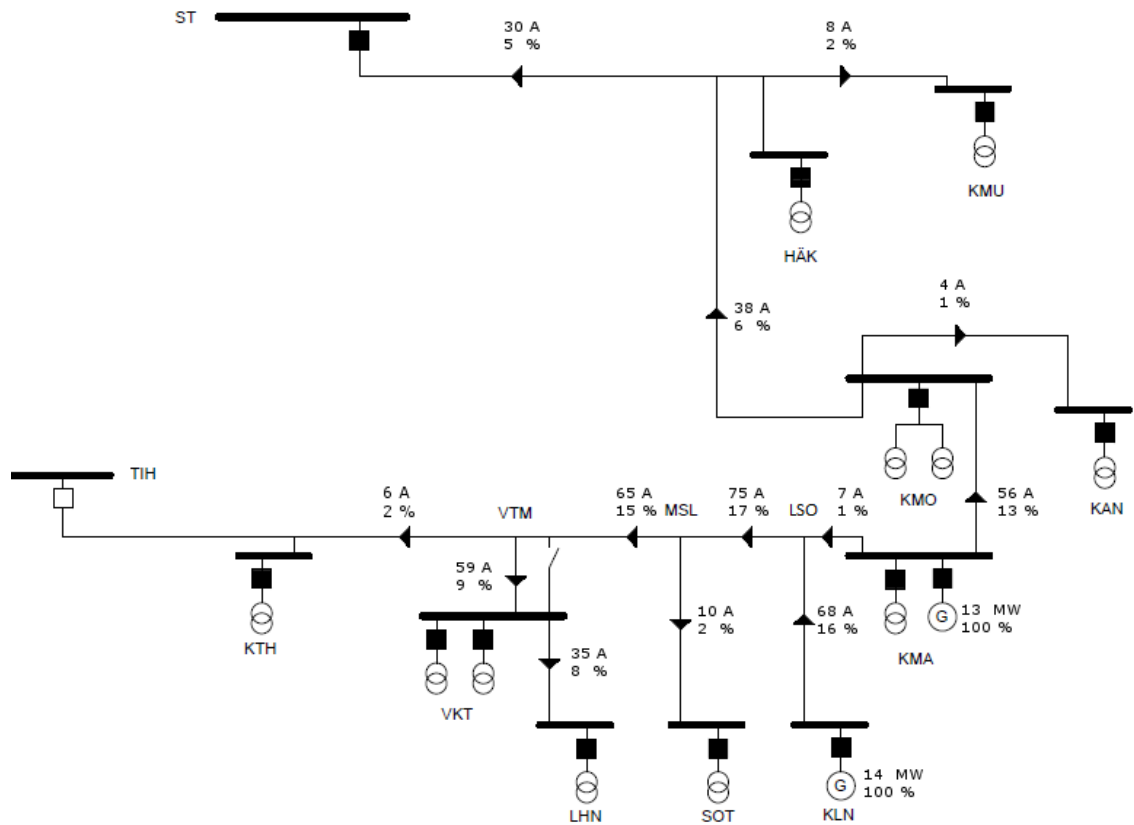
Tuotanto	100 %	50 %	0 %
Sähköasema	Jännite (kV)	Jännite (kV)	Jännite (kV)
HÄK	118,7	118,5	118,0
KAN	119,1	118,6	117,6
KMA	119,7	118,6	116,7
KMO	119,1	118,6	117,6
KMU	118,7	118,5	118,0
KTH	119,0	117,8	115,9
LAH	118,7	117,5	115,5
SOT	119,1	117,9	116,0
VKT	118,9	117,7	115,8



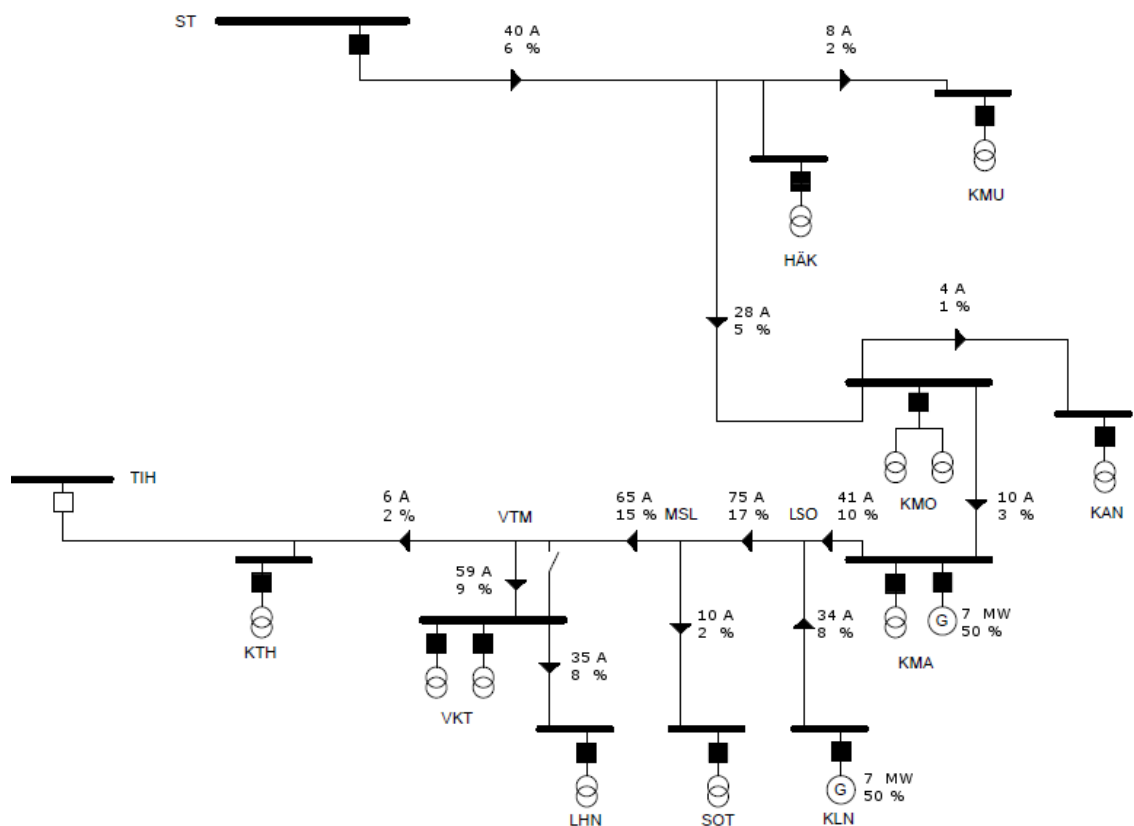
KUVIO 20. Kallioisen ja Katerman vesivoimalaitosten tuotannon vaikutus sähköasemien jännitteisiin kesäajan kuormituksella Tihisenniemen ja Kuluntalahden välisen yhteyden ollessa poikki. Jännitteitä tarkasteltiin, kun alueellinen tuotanto on maksimitehossaan (100 %), puolessa tehossa (50 %) ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä (0 %).

Tämän tarkastelun perusteella jännitteet eivät putoa kesäajan kuormituksella merkittävästi, vaikka kaikki sähköasemat syötetäänkin Seitenoikean sähköaseman kautta. Kuluntalahden ja Lahnaslammen sähköasemilla jännitteet ovat matalimmillaan vielä yli 115 kV, mikä on normaaleissa rajoissa. Toisaalta tarkastelussa ilmenee, että normaaliin kesätilanteen syöttötilanteeseen verrattuna Kuhmon ja Kanninlammen sähköasemilla on korkeampi jännite, kun tuotanto on maksimitehossa tai puolessa tehossa. Kuten luvussa 7.2 todettiin, ei myöskään ole toivottavaa, että jännite nousisi liian korkealle. Missään sähköasemalla jännite ei kuitenkaan nouse yli 120 kV:n, vaan jännitteet pysyvät 110 kV:n verkon normaalin jännitteen rajojen sisällä.

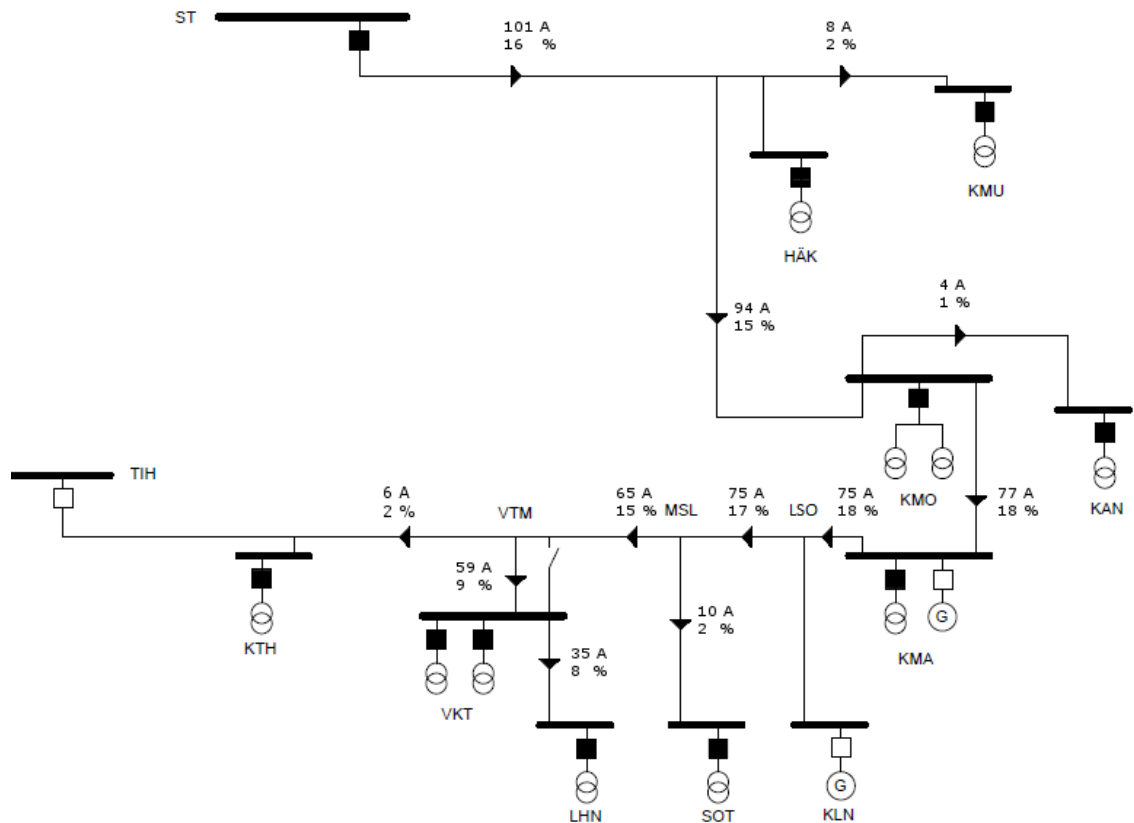
Kuvioissa 21, 22 ja 23 on esitetty itäisen Kainuun 110 kV:n verkon johtojen virrat, kuormitusasteet sekä tehonvirtauksien suunnat kesäajan kuormituksella, kun tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.



KUVIO 21. Tehonvirtauksen suunnat, virrat ja kuormitusasteet kesäajan kuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja tuotanto on maksimitehossa.



KUVIO 22. Tehonvirtauksen suunnat, virrat ja kuormitusasteet kesäajan kuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja tuotanto on puolessa tehossa.



KUVIO 23. Tehonvirtauksen suunnat, virrat ja kuormitusasteet kesäajan kuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Tämän tarkastelun perusteella kytkentätilanteen muutos ei aiheuta ylikuormitusriskejä Kainuun 110 kV:n verkossa kesäajan kuormituksella. Kun Kallioisen ja Katerman vesivoimalaitoksien tuotanto on maksimitehossa, tarkastellulla alueella on enemmän tuotantoa kuin kulutusta ja ylimääräinen teho virtaa Seiteinoikean sähköasemalle. Kun tuotanto on puolessa tehossa, osa tehosta tarvitaan Seiteinoikean sähköasemalta ja vesivoimalaitokset syöttävät tuottavat osan. Tällöin kuormitusasteet ovat alueella kaikkein tasaisimmat. Kun vesivoimalaitokset eivät ole käytössä, kuormitusasteet ovat korkeimmillaan. Eniten kuormittuu Kuhmon ja Katerman sähköasemien välinen yhteysjohto, jonka kuormitusaste on 18 %. Suurin virta on Seiteinoikean ja Härmänkylän sähköasemien välillä, mutta Duck-johdin kestää enemmän kuormitusta ja siksi kuormitusaste on matalampi.

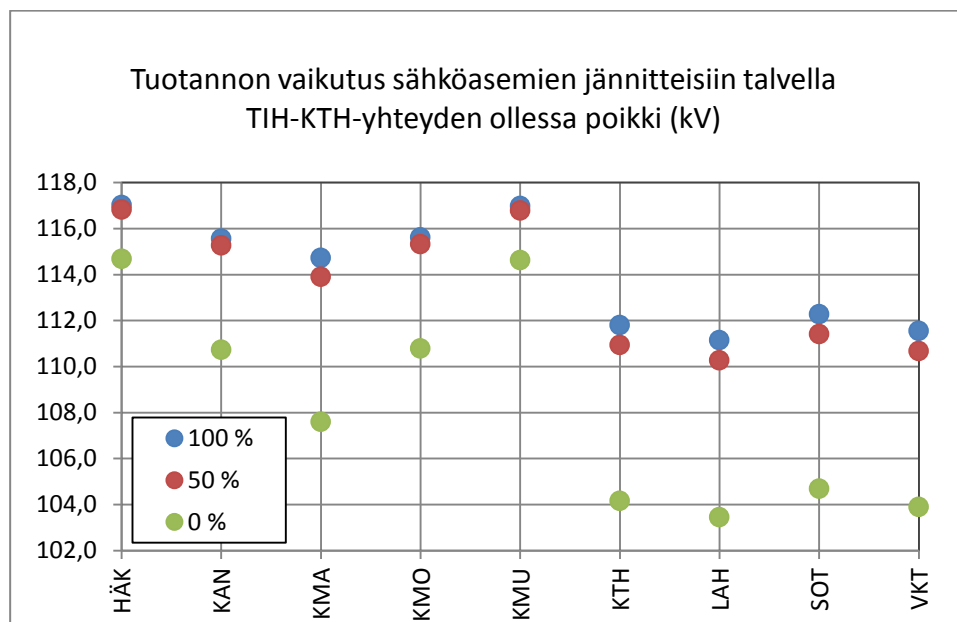
7.2.2 Talviajan kuormituksilla

Vaikka on oletettavaa, että Tihisenniemen ja Kuluntalahden sähköasemien välinen saneeraus on saatu tehtyä kesän aikana, tarkastellaan millainen tilanne olisi, jos yhteys olisi poikki talviajan huipukuormituksella.

Taulukossa 24 on esitetty kytkentätilanteen jännitteet sähköasemilla kesäajan kuormituksella tilanteissa, kun Katerman ja Kallioisen vesivoimalaitosten tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa ja ne eivät ole käytössä. Tuotannon vaikutusta jännitteisiin on havainnollistettu kuviossa 25.

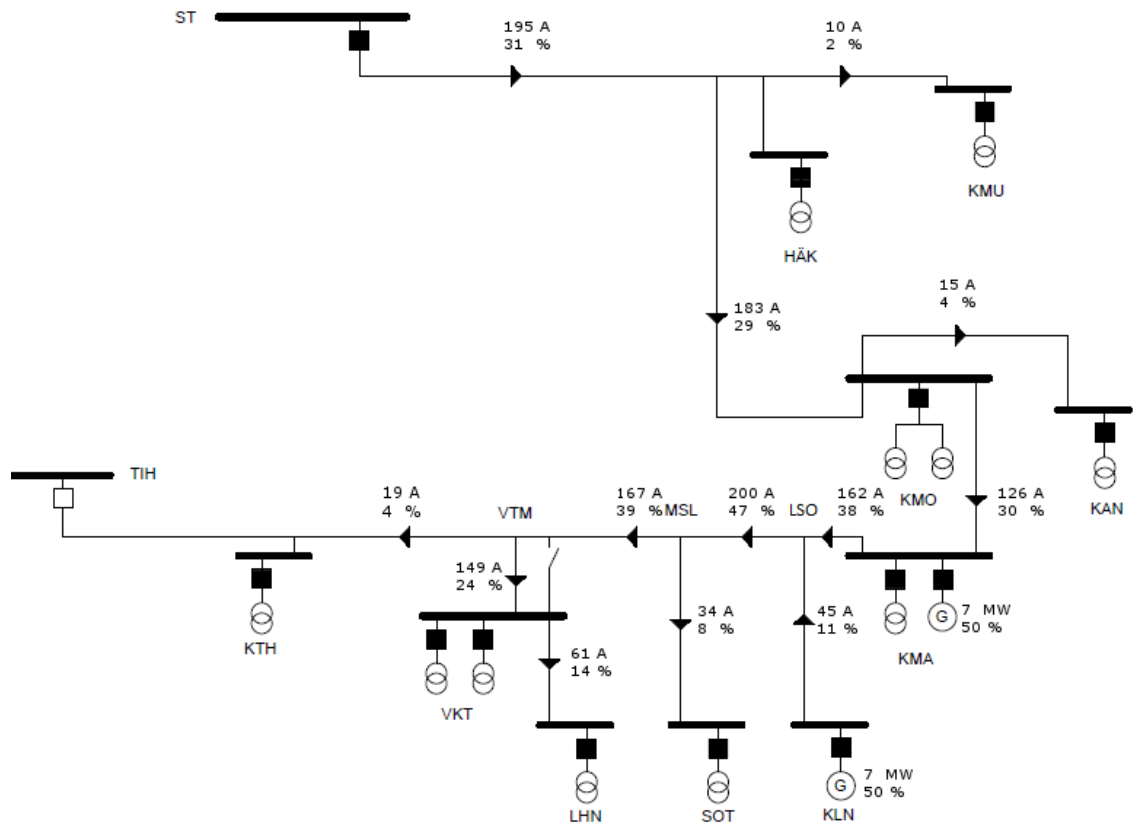
TAULUKKO 23. Sähköasemien jännitteet talviajan huippukuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja Katerman ja Kallioisen vesivoimalaitosten tuotanto on maksimitehossa, puolessa tehossa tai ne eivät ole käytössä.

Tuotanto	100 %	50 %	0 %
Sähköasema	Jännite (kV)	Jännite (kV)	Jännite (kV)
HÄK	117,0	116,8	114,7
KAN	115,6	115,3	110,7
KMA	114,7	113,9	107,6
KMO	115,6	115,3	110,8
KMU	117,0	116,8	114,6
KTH	111,8	110,9	104,2
LAH	111,1	110,3	103,4
SOT	112,3	111,4	104,7
VKT	111,6	110,7	103,9

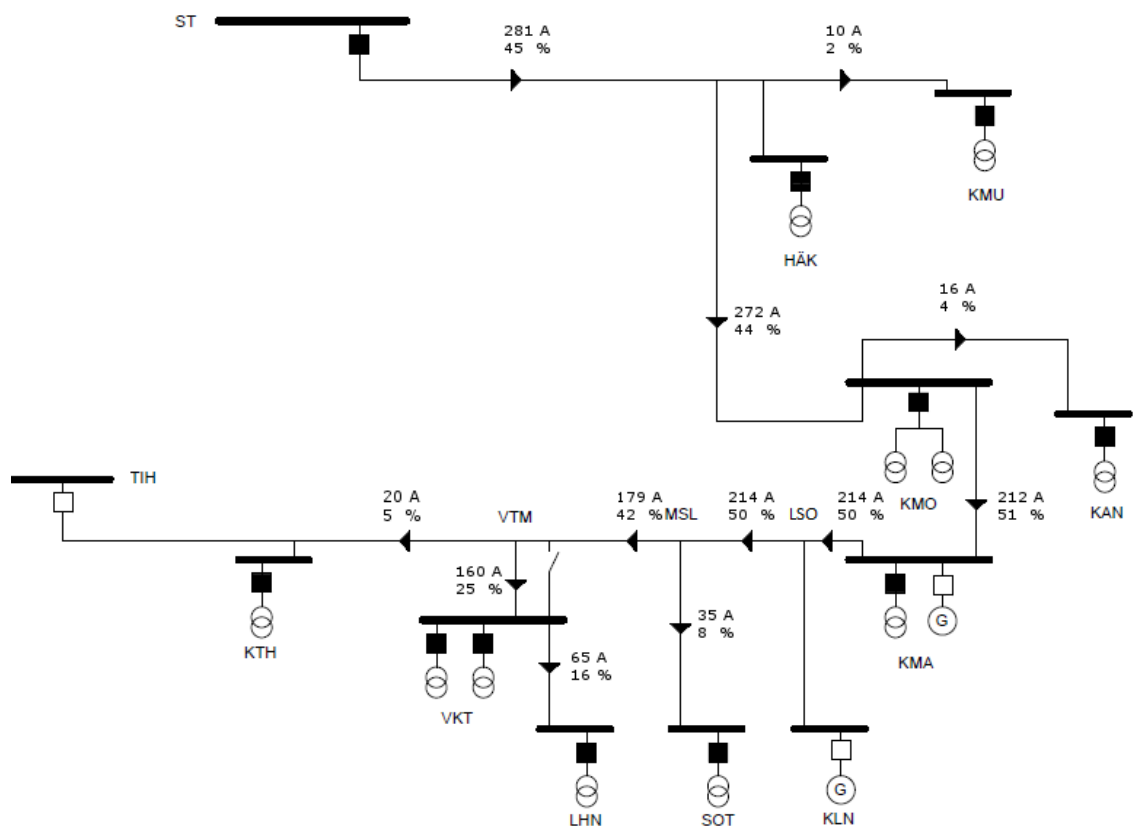


KUVIO 25. Kallioisen ja Katerman vesivoimalaitosten tuotannon vaikutus sähköasemien jännitteisiin talviajan huippukuormituksella Tihisenniemen ja Kuluntalahden välisen yhteyden ollessa poikki. Jännitteitä tarkasteltiin, kun alueellinen tuotanto on maksimitehossaan (100 %), puolessa tehossa (50 %) ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä (0 %).

Tämän tarkastelun perusteella talviajan huippukuormituksella kytkentätilanteen muutoksen takia jännitteet sähköasemilla laskevat merkittävästi verrattuna kesäajan tilanteeseen. Kuviosta 25 huomataan kuinka vesivoimalaitokset ovat merkittävässä roolissa ja pitävät jännitettä yllä, kun ne ovat käytössä. Kun voimalaitokset ovat käytössä, jännitteet pysyvät kaikkialla yli 110 kV:n. Matalin jännite on silloin 110 kV Lahnaslammen sähköasemalla. Kun voimalaitokset eivät ole käytössä, jännitteet putoavat merkittävästi. Matalimmillaan jännite on 103 kV Lahnaslammen sähköasemalla sekä Vuokatin ja Kuluntalahden sähköasemilla jännitteet ovat 104 kV, mitkä ovat alle normaalin 110 kV:n verkon jännitteen. Tuloksista huomataan myös, että Härmänkylän ja Kuumun sähköasemilla jännitteissä ei tapahdu merkittäviä muutoksia.



KUVIO 27. Tehonvirtauksen suunnat, virrat ja kuormitusasteet talviajan huippukuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja tuotanto on puolessa tehossa.



KUVIO 28. Tehonvirtauksen suunnat, virrat ja kuormitusasteet talviajan huippukuormituksella, kun yhteys Tihisenniemen ja Kuluntalahden välillä on poikki ja vesivoimalaitokset eivät ole käytössä.

Tämän tarkastelun perusteella kytkentätilanteen muutos ei ole kriittinen kuormitettavuuden kannalta. Talviajan huippukuormituksella Katerman ja Kallioisen vesivoimalaitokset eivät riitä kattamaan alueen kulutusta, joten joka tilanteessa tarvitaan tehonsyöttöä Seitenoikean sähköasemalta.

Runkojohtojen kuormitusasteet ovat korkeimmillaan, kun voimalaitokset eivät ole päällä ja verkko on siis täysin säteittäisesti syötetty. Silloin suurin kuormitusaste on Kuhmon ja Katerman sähköasemien välisellä yhteysjohdolla 51 %. Suurin virta on 281 A Seitenoikean ja Härmänkylän sähköasemien välisellä yhteysjohdolla, mutta Duck-johdin kestää enemmän kuormitusta ja sen kuormitusaste on vain 45 %. Kun voimalaitokset ovat käytössä, alkupään runkojohtojen kuormittuminen on vähäisempää, mutta loppupään johdot kuormittuvat käytännössä saman verran joka tilanteessa, koska ne ovat täysin säteittäisiä.

7.2.3 Yhteenvedo Tihisenniemen ja Vihtamon välisen voimajohdon saneerauksesta

Fingrid Oyj aikoo saneerata Tihisenniemen ja Katerman välisen voimajohdon kesällä 2013. Tekla NIS:n tehonjakolaskentasovelluksella tarkasteltiin tätä ajankohtaista tilannetta kaikkein kriittisimmässä tilanteessa, kun Tihisenniemen ja Kuluntakahden sähköasemien välinen yhteys on poikki. Kytkentätilanteessa tarkasteltiin itäisen Kainuun sähköasemien jännitteitä sekä johtojen kuormittamista kesäajan kuormituksella. Vaikka saneeraus oletettavasti valmistuu kesällä 2013, tehtiin myös tarkastelu samasta kytkentätilanteesta talviajan kuormituksella. Jokaisessa tarkastelussa tarkasteltiin myös Kallioisen ja Katerman voimalaitosten vaikutuksia.

Kesäajan kuormituksella tehdyssä tarkastelussa huomattiin, että kytkentätilanteen muutos ei vaikuta merkittävästi tarkasteltuihin suureisiin. Jännitteet eivät putoa merkittävästi ja pysytään 110 kV:n verkon normaalijännitteen rajoissa. Matalimmillaan jännite oli 115,5 kV Lahnaslammen sähköasemalla, kun Kallioisen ja Katerman vesivoimalaitokset eivät ole käytössä. Tarkastelussa huomattiin myös, että Kuhmon ja Kanninlammen sähköasemilla on tässä tilanteessa korkeampi jännite kuin normaalissa kesäajan peruskytkentätilassa. Kesäajalla kuormitukset ovat vähäiset eikä ylikuormitusriskejä havaittu. Kesäajan kuormituksella kuormitusasteet ovat tarkastelussa verkossa kaikkein talsaisimmilla, kun voimalaitoksien tuotanto on puolessa tehossa.

Talviajan kuormituksella tehdyssä tarkastelussa jännitteet putoavat kesäajan kuormituksilla tehtyyn tarkasteluun verrattuna. Talviajan kuormituksilla huomataan myös kuinka merkittävä voimalaitosten jännitettä ylläpitävä vaikutus on. Voimalaitosten ollessa käytössä jännitteet pysyvät 110 kV:n verkon normaalin jännitteen rajoissa. Kun voimalaitosten tuotanto on puolessa tehossa, matalin jännite jännite on Lahnaslammen sähköasemalla 110 kV. Kun taas voimalaitokset eivät ole käytössä, Lahnaslammen sähköaseman jännite putoaa 103 kV:iin. Silloin Lahnaslammen, Vuokatin ja Kuluntalahden sähköasemilla jännitteet ovat alle 105 kV, eivätkä näin olisi enää 110 kV:n verkon normaalin jännitteen rajoissa. Talviajan kuormituksella ylikuormitusriskejä ei myöskään havaittu. Havaittiin, että korkein kuormitusaste on Kuhmon ja Katerman sähköasemien välisellä yhteysjohdolla, jonka kuormitusaste olisi 51 %. Tulevaisuudessa kuormituksien kasvaessa tämä yhteysjohto voi olla pullonkaula.

Sotkamo Silver Oy –kaivosyhtiön Taivaljärven kaivoksen uudistuksen myötä, tulevaisuudessa kuormitus Katermassa voi kasvaa merkittävästi.

Niissä tilanteissa, kun voimalaitokset eivät ole käytössä, merkittävät jännitteiden putoamiset selittyvät loistehon siirrolla. Koska siirtoverkoissa johtojen reaktanssi on paljon isompi kuin resistanssi, loistehoa voidaan siirtää vain, jos johdon päiden jännitteet ovat erisuuruisia ja tämän takia loisteho pitäisi tuottaa lähellä kulutusta (Elovaara & Haarla 2011a, 350). Pätöteho taas voidaan siirtää vain, jos johdon päiden jännitteiden välillä on kulmaeroa. Taulukon 11 mukaan Kallioisen ja Katerman voimalaitokset voivat yhteensä syöttää loistehoa 18 Mvar. Kun voimalaitokset eivät ole käytössä, kaikki loisteho täytyy syöttää Seitenoikean sähköasemalta ja se selittää jännitteiden putoamisen perimmäisillä sähköasemilla. Kun voimalaitokset eivät ole käytössä, Seitenoikean ja Härmänkylän sähköasemien välisessä yhteysjohdossa siirretään loistehoa 14 Mvar. Seitenoikean sähköasemalta Kuluntalahden sähköasemalle on 150 km johtoa, joka on merkittävä siirtoetäisyys ja johtaa jännitteen putoamiseen. Kun taas voimalaitokset ovat käytössä, ne pystyvät tuottamaan kaiken alueella tarvittavan loistehon. Vaikka peruskäyttötilanteessa voimalaitokset eivät ole käytössä, loistehoa siirretään kuitenkin kahdesta suunnasta eivätkä jännitteet laske sen takia merkittävästi.

Tehonjaon kannalta tarkasteltuna kesäajalla tehty saneeraus ei vaikuta merkittävästi siirtoverkkoon, koska kuormitus on silloin vähäistä. Talviajan kuormituksella tehty tarkastelu on hieman teoreettinen, koska saneerauksen oletetaan valmistuvan ennen huippukuormituksen aikoja. Tarkastelua voi silti soveltaa esimerkiksi vikatilanteen tarkasteluun. Tästä kytkentätilanteen tarkastelusta tulosten oletetaan olevan luotettavampia kuin koko Kainuun alueen siirtoverkon tarkastelussa, koska liityntäpisteiden tehonvirtauksella ei ole merkitystä, Seitenoikean sähköasemalla jännite on asetteluarvossa ja tarkastellun verkon komponentit, tuotanto ja kuormitukset tunnetaan.

8 KEHITYSEHDOTUKSIA

Tämän työn perusteella Tekla NIS soveltuu Kainuun siirtoverkon tehonjaon laskentaan, mutta soveluksessa on myös kehitystarpeita. Tässä luvussa esitetään kehitysehdotuksia joiden perusteella Tekla Oy voisi kehittää Tekla NIS:iä käyttäjäystävällisemmäksi sekä siirtoverkkojen laskentaan varten soveltuvammaksi. Verkkomalli on vielä puutteellinen ja tässä luvussa kerrotaan myös miten E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n verkkomallia voisi vielä kehittää tulevaisuudessa. Lopuksi kerrotaan, miten kaikki verkkomalliin vaikuttavat osapuolet voisivat kehittää toimintaansa, jotta verkkomalli vastaisi parhaiten todellisuutta tulevaisuudessa.

8.1 Tekla NIS

Syrjän diplomityössä on todettu, että Tekla NIS (silloin Tekla Xpower) soveltuu siirtoverkon tehonjaon laskentaan edellyttäen, että siirtoverkko mallinnetaan riittävällä tarkkuudella. Diplomityön yhteydessä sovellus korvasikin aikaisemmin käytetyn siirtoverkon laskentasovelluksen. Mainittuja muita puutteita tai haittoja tuolloin olivat

- oikosulkulaskentaa varten puuttui tuki distanssi- ja differentiaalireleiltä
- laskentatulosten epäselvä esitystapa
- generaattorien vakiopäätöteho
- päämuuntajien kuormitushäviöt jäivät laskematta. (Syrjä 2009, 77.)

Oikosulkulaskentaa varten Tekla NIS:ssä voidaan mallintaa ylivirtareleet, mutta distanssi- ja differentiaalireleille tukea ei edelleenkään ole. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle tämä on toistaiseksi yhden-tekevää, koska Fingrid Oyj omistaa kaikki Kainuun siirtoverkon suojalaitteet ja vastaa verkon suojauksesta. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:tä oikosulkulaskennassa kiinnostaakin vain oikosulkuvirtojen muutokset eri kytkentätilanteissa ja miten se voi vaikuttaa taustaverkon tietoihin jakeluverkon oikosulkulaskennassa. Muiden yhtiöiden käyttöön distanssi- ja differentiaalireleiden kuvaaminen Tekla NIS:ssä olisi varmasti merkittävä uudistus.

Laskentatulosten esitys todettiin myös tätä työtä tehdessä ongelmalliseksi. Laskentatulosten esitys on tehty samalla esitystavalla kuin jakeluverkon laskennassa. Jakeluverkon laskennassa tulosten tulkinna on helpompaa, koska tulokset esitetään lähdöittäin ja verkot ovat täysin säteittäisiä. Syrjä (2009, 77) on ehdottanut, että käyttäjälle tulisi antaa monipuolisemmat työkalut laskentatulosten esitystavan muokkaamiseen sekä haluttujen tulosten esittäminen voisi olla mahdollista suoraan karttanäkymässä. Tekla NIS:ssä on nykyään mahdollista esittää alueverkon laskentatulokset karttanäkymässä. Tässä työssä todettiin huonona puolena, etteivät laskentatulokset anna minkäänlaisia tietoja generaattoreista, referenssigenaattoria lukuun ottamatta. Ainoastaan annetaan tiedot voimalaitoksiin liittyvistä siirtoyhteyksistä ja solmupisteiden tiedot täytyy päätellä niistä. Oikosulkulaskennassa pystyy katsomaan oikosulkuvirran päämuuntajalla tai generaattorilla kohteen tulokset toiminnolla. Sama toiminto voisi olla hyödyllinen myös siirtoverkon tehonjakolaskennassa, millä pystyisi tarkastelemaan muuntajien jännitteitä ja häviöitä. Olisi myös hyödyllistä, jos pystyisi tarkastelemaan kuinka paljon loistehoa generaattori syöttää tai kuluttaa, onko loistehoraja tullut vastaan ja mikä on generaattorin tehokerroin, eikä tätä tarvitsi päätellä tätä johto-osien tuloksista. Siirtoverkos-

sa jossa on useita eri osapuolia, laskentatuloksissa kiinnostaa myös, jos verkon osia pystyisi tarkastelemaan omistajan mukaan.

Vakiotehoa syöttävät generaattorit todettiin ongelmallisiksi tässäkin työssä. Generaattorin pätöteho pysyy vakiossaan koko tarkastellun aikavälin ajan, mutta kuormitus muuttuu tuntimittaustietojen tai kuormituskäyrän mukaan. Tämä johtaa siihen, että verkkoa kannattaa tarkastella vain yhden tunnin aikavälillä kerrallaan. Mitoitustarkoituksessa täytyy siis käyttää yksittäistä vuoden tuntia, jolloin kuormitus on ollut korkeimmillaan. Tämä tietysti jättää mahdollisuuden sille, että kaikissa kuormituspisteissä huippukuormitus ei ole samalla tunnilla, eikä huippukuormitushetkellä kaikkien siirtoyhteyksien kuormitus ole välttämättä huipussaan. Syrjä (2009, 78) on ehdottanut, että generaattoreita voitaisiin kuvata tuotantokäyrillä. Tuotantotietoja on varmaan saatavissa voimalaitosten omistajilta. Tuotantokäyrät tekisivät sovelluksen käytöstä helpompaa eikä tarvitsisi aina asetella pätötehoarvoa manuaalisesti. Tämä on Kainuun siirtoverkossa erittäin työlästä, koska voimalaitosten generaattoreita on 15 kappaletta. Tekla NIS:iä voisi kehittää tältä osin. Toisaalta koska vesivoimalaitosten tuotanto ei käyttäydy yhtä ennustettavasti kuin jakeluverkon kulutus, niin tuotantokäyrille olisi myös hyvänä vaihtoehtona olla olemassa täysin manuaalisesti aseteltava arvo. Vaihtoehtona tuotantokäyrille voisi olla, että generaattorit olisivat omassa taulukossa, jossa pätötehoarvot voisi asetella eikä ominaisuusikkunoita tarvitsisi avata yksitellen.

Tässä työssä päämuuntajien häviöitä ei tarkasteltu. Tehonjakolaskennassa päämuuntajien kuormitushäviöt näkyvät tuloksista vain, jos tulostustapa on lista eikä niitä ei voi valita samalla tavalla kuin johto-osia kohteen tulokset -toiminnolla. Kokonaishäviöiden tarkastelemista varten olisi helpompaa, jos päämuuntajien häviöitä voisi tarkastella myös siirtoverkon tehonjakolaskennassa samalla tavalla kuin johto-osia. Toisaalta verkkoyhtiötä ei niinkään ehkä kiinnosta kokonaistehohäviö yksittäisellä hetkellä vaan kokonaisenergiähäviö pitemmältä aikaväliltä. Jotta sitä pystyttäisiin tarkastelemaan, täytyy Tekla NIS:iä kehittää niin, että pitemmän aikavälin tarkastelulla olisi käyttöä, koska tällä hetkellä tuotanto pysyy vakiopätötehossa koko aikavälin, mikä ei välttämättä vastaa todellisuutta.

Tässä työssä eniten ongelmia tuotti kantaverkon liityntäpisteiden mallintaminen. Syrjän (2009, 26) diplomityössä liitynnät kantaverkkoon mallinnettiin generaattoreilla, joista yhdestä valittiin referenssigeneraattori ja muille generaattoreille pätöteho pitää asetella manuaalisesti. Tässä työssä sama menetelmä ei onnistunut, koska tehonvirtausta ei Kainuun siirtoverkon liityntäpisteissä tunneta. Vaihtoehtona ei myöskään ollut jättää niitä mallintamatta, koska kaikki liityntäpisteet ovat suuressa merkityksessä Kainuun siirtoverkon tehonvirtauksessa. Parhaaksi malliksi valittiin tehojakolaskentaa varten, että kaikki liityntäpisteet yhdistettiin referenssipisteeseen. Tekla NIS:iä voisi kehittää tältä osa-alueelta niin, että referenssigeneraattoriksi voisi olla valittavissa useita generaattoreita, eikä tarvitsisi yhdistää niitä johto-osilla, jotka voivat hämmentää käyttäjää.

Tekla NIS:ssä tehonjakolaskenta huomioi generaattorit vain, jos ne ovat samassa kaaviossa kuin generaattorimuuntaja. Tässä työssä generaattorimuuntajan ja generaattorin välinen kaapeli piti korvata kisko-osalla ja näin tehonjakolaskennassa menetettiin kaapelin impedanssitieto. Oikosulkulaskennassa impedanssin voi lisätä generaattorin oikosulkuimpedanssiin. Jos kaapelin takana on useita

generaattoreita rinnan, impedanssia täytyy jakaa generaattorien kesken. Jos kaikki generaattorit eivät ole käytössä, oikosulkutilanteessa ei ole huomioitu koko kaapelin impedanssia. Vaikka laskentaa varten kaapelin impedanssitiedon merkitys on vähäinen, pelkästään ei menetetä kaapelin impedanssitietoa, vaan myös kaapelin lajitieto. Tältä osa-alueelta Tekla NIS:iä voisi myös kehittää, mutta toisaalta on ymmärrettävää, ettei ole järkevä ottaa laskentaan huomioon jokaista KJ-jännitetasossa olevaa generaattoria. Erityisesti Kainuussa on tällä hetkellä suunnitteilla paljon tuulivoimalaitoshankkeita ja tulevaisuudessa ne halutaan dokumentoida todellisuutta vastaaviksi.

Tulevaisuudessa merkittävä uudistus Tekla NIS:iin olisi, jos siirtoverkon vaikutuksia KJ-verkossa pystyisi tarkastelemaan yhdellä kertaa. Esimerkiksi miten tehonjakolaskennassa muutokset siirtoverkossa vaikuttaa sähköasemalla olevan päämuuntajan toisiojännitteeseen. Oikosulkulaskennassa jakeluverkkoyhtiötä kiinnostaa, miten muutokset siirtoverkossa vaikuttavat KJ-verkon oikosulkulaskentaan ja toimiiko oikosulkusuojaus KJ-verkossa edelleen. Tällä hetkellä oikosulkulaskennassa täytyy ensin suorittaa oikosulkulaskenta siirtoverkossa, muuttaa taustaverkon impedanssiarvot päämuuntajille siirtoverkon laskentatulosten perusteella ja lopuksi suorittaa oikosulkulaskenta KJ-verkossa.

Kainuun siirtoverkossa olisi myös erittäin mielenkiintoista tutkia VR:n liityntäpisteiden epäsymmetrisen kuormituksen vaikutuksia. Tällä hetkellä Tekla NIS ei tue epäsymmetrisen kuormituksen mallintamista, joten VR:n liityntäpisteiden vaikutuksia verkkoon ei Tekla NIS:llä voitu tarkastella. Epäsymmetrisen kuormituksen kuvaus Tekla NIS:n siirtoverkon laskennassa olisi merkittävä uudistus.

Tämän työn perusteella Tekla NIS soveltuu Kainuun siirtoverkon tehonjaon laskentaan E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n tarpeeseen. Työn aikana ilmenneet suurimmat ongelmat eivät johtuneet sovelluksesta, vaan verkon mallintamisen kannalta haasteellisesta rakenteesta ja tiedon puutteesta

8.2 E.ON Kainuun Sähköverkko Oy

Verkkomalli on osittain puutteellinen, vaikka tällä hetkellä se riittää yhtiön käyttötarkoitukseen. Aikataulusyistä ja aiherajauksen takia tässä työssä ei pystytty tekemään täydellistä mallinnusta. Sovellusta voi käyttää esimerkiksi 110 kV:n verkon suunnittelu- ja seurantalaskentaan.

Verkkomallissa käytettyjen johtolajien sähköiset ominaistiedot ovat vain arvioita eivätkä välttämättä vastaa täysin johdon ominaisuuksia. Ominaitietojen osalta käytettiin useita eri lähteitä, joista eivät välttämättä ole luotettavia. Johtojen sähköisiä ominaistietoja voi tarkentaa laskemalla niiden sähköiset ominaistiedot geometrisista tiedoista esimerkiksi Tekniikan käsikirjan 3 (1968, 559-562) ohjeiden mukaan. Johtojen taloudellista kuormitusvirtaa voisi myös selvittää tulevaisuudessa. Siirtoverkkoja laskettaessa johtojen ominaistiedot ovat kuitenkin pienessä merkityksessä, tärkeämpää on tuntea tuotanto ja kulutus.

Tämän hetkessä verkkomallissa kuormitustieto on hyvin tarkka, koska siinä käytetään todellista mittaustietoa. Ainoana merkittävän puutteena on Lahnaslammen sähköaseman kuormitus. Lahnaslammen sähköaseman kuormitus on merkittävä osa koko E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n asiakkai-

den kuormituksesta ja siksi se olisi hyvä saada mallinnettua tarkemmin Tekla NIS:iin. Jos tulevaisuudessa on tarvetta, myös Otanmäen vaunutehtaan, Talvivaaran kaivoksen, VR:n liityntäpisteiden ja etelään menevien yhteyksien kuormitusta voi mallintaa, mutta suurta merkitystä niiden mallintamisella ei tällä hetkellä ole.

Tuotanto tässä verkkomallissa on mallinnettu niin, että käyttäjän pitää itse asetella pätötehoarvot generaattoreille. Tässä työssä tarkastelluissa tilanteissa käytetyt pätötehoarvot perustuvat julkisiin tietoihin voimalaitosten maksimituotannosta ja generaattorien kilpiarvoihin. Tätä työtä tehdessä ei ollut tietoa siitä kuinka tuotantoa ajetaan vuosittain ja siksi tarkasteluissa katsottiin erilaisia mahdollisia tilanteita. Tuotannosta varmasti eniten kiinnostaa, miten paljon tuotantoa on huippukuormituksen aikaan ja miten se vaikuttaa tarkasteltavaan verkkoon.

Työssä käytetyt generaattorien nimellistiedot ovat varmasti riittävät käyttötarkoitukseen tehonjakojen oikosulkulaskennassa. Tehonjakolaskennassa loistehorajat ovat vain arvioita ja niitä voi tulevaisuudessa tarkentaa. Loistehorajat määritellään aina generaattorikohtaisesti, joten vain voimalaitoksen omistaja voi tietää tarkat loistehorajat. Tämän työn yhteydessä todellisia loistehorajoja ei saatu käyttöön, mutta arviot ovat tämän hetkiseen käyttötarkoitukseen riittävät. Katerman, Kallioisen ja Tihisenniemen voimalaitosten generaattorien oikosulkuimpedanssit ovat arvioita. Jos tarkempia tietoja saadaan käyttöön, ne kannattaa päivittää oikosulkulaskentaa varten. Tihisenniemen voimalaitoksesta ei ollut sijaintitietoja Tekla NIS:ssä, joten tässä työssä se lisättiin vain pelkkänä generaattorina Tihisenniemen sähköaseman kiskoon. Tällöin generaattorimuuntajaa ei tule huomioitua. Tulevaisuudessa voimalaitoksen voisi mallintaa todellista sijaintitietoa vastaavaksi.

Tässä työssä tehonjakolaskentaa varten liityntäpisteet 400 kV:n ja 220 kV:n verkkoihin mallinnettiin yhdistämällä kaikki liityntäpisteet yhdeksi generaattoriksi ja tämä generaattori valittiin referenssi-generaattoriksi. Syy tähän oli koska tehonvirtausta liityntäpisteissä ei tunneta. Jos tulevaisuudessa saadaan käyttöön monipuolista tietoa liityntäpisteiden tehonvirtauksesta erilaisissa tilanteissa, voi olla parempi mallintaa liityntäpisteet erikseen ja poistaa tässä työssä tehonjakolaskentaa varten lisätyt johto-osat. Tämän työn suurin epävarmuus on liityntäpisteiden tehonvirtaus.

Tehonjakolaskentaa voidaan tulla tulevaisuudessa käyttämään, kun vuonna 2014 Kajaanin renkaan kytkentä tulee muuttumaan. Taloudellisin kytkentätilanne voidaan määrittää tehonjakolaskennan avulla tarkastelemalla milloin johdoissa aiheutuvat tehohäviöt ovat pienimmät. Tätä määrittelyä varten tarvitaan tarkempaa tietoa Koivukoski III:n voimalaitoksen vuosittaisesta tuotannosta. Tulevaisuudessa myös Vuokatin ja Lahnaslammen sähköasemien välinen yhteysjohto tullaan uusimaan ja tehonjakolaskentaa voidaan käyttää johdon taloudellisessa suunnittelussa. Tämä vaatii, että Lahnaslammen sähköaseman kuormitus on mallinnettu tarkasti ja on käytössä arvioita kuormituksen kasvusta tulevaisuudessa. Hajautetun tuotannon lisääntymisen myötä Kainuussa on suunnitteilla paljon tuulivoimalaitoshankkeita. Tekla NIS:n tehonjakolaskenta on tulevaisuudessa yksi työkalu, jolla näiden hankkeiden vaikutuksia verkkoon voidaan tarkastella.

Tässä työssä otettiin käyttöön vain siirtoverkon tehonjakolaskenta, mutta tulevaisuudessa on käyttöä myös oikosulkulaskennalle. Oikosulkulaskentaa varten verkkoa on mallinnettu aika paljon, jotta oikosulkulaskennan käyttöönotto olisi mahdollisimman vaivatonta. Fingrid Oyj antaa asiakkailleen oikosulkuvirtatiedot liityntäpisteissä, joten oikosulkulaskennan tulosten tarkastaminen onnistuu varmasti. Koska Kainuun siirtoverkossa kuormitukset ja kuormituksen kasvu ovat vähäisiä eikä ylikuormitusriskejä ole, oikosulkulaskenta on ehkä jopa tärkeämpi kuin tehonjakolaskenta. Kainuun siirtoverkko on todennäköisesti kantaverkon heikoimpia osia ja siksi oikosulkuvirrat ovat todennäköisesti paljon pienemmät kuin muualla kantaverkossa ja siksi voimalaitosten sekä kytkentätilanteiden vaikutus voi olla merkittävä. Tämän työn yhteydessä on myös tarkasteltu oikosulkulaskentaa ja luvun 6.2.3 mukaisella kytkennällä ja oikosulkuvirrat ovat samaa suuruusluokkaa, kuin Fingrid Oyj:n laskentatulokset vuodelta 2010. Kuitenkin oikosulkulaskennan käyttöönotto vaatii tarkempaa tutkimista sekä viimeisimmät oikosulkuvirrat Fingrid Oyj:ltä tulosten vertailua varten.

Kun oikosulkulaskenta otetaan käyttöön, sillä kiinnostaa tarkastella oikosulkuvirtoja sähköasemilla erilaisissa kytkentätilanteissa. Esimerkiksi tarkastelemisen arvoista on varmasti miten kesä- ja talviajan peruskytkentätilanteen muutos vaikuttaa oikosulkuvirtoihin Kuhmon ja Kanninlammen sähköasemilla. Suomussalmella on myös joskus jouduttu saarekekäyttöön niin, että Aittokosken ja Ämmän vesivoimalaitokset ovat syöttäneet Taivalalasen ja Kurimon sähköasemia, eikä tilannetta ole E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n toimesta tutkittu.

Oikosulkulaskentaa varten liityntäpisteitä kuvaavien generaattorien oikosulkuimpedanssit ovat arvioita. Jos tulevaisuudessa saadaan käyttöön tarkempaa tietoa liityntäpisteiden taustaverkosta ja muuntajista, kannattaa tiedot päivittää oikosulkulaskentaa varten tarkempien laskentatulosten saamiseksi.

Tulevaisuudessa olisi suositeltavaa antaa mallinnetun siirtoverkon tietoja käyttöön myös muille osapuolille, jotka kokevat voivansa hyödyntää verkkomallia Kainuun siirtoverkosta, esimerkiksi tutkimuslaitoksille.

8.3 Muut osapuolet

Tämän työn alkuperäinen tavoite oli saada laskentatulokset vastaamaan Fingrid Oyj:n laskentajärjestelmän laskentatuloksia, mutta työn yhteydessä ilmeni, että Fingrid Oyj:llä ei ole tapana luovuttaa kantaverkon tietoja muille. Tämä johti siihen, että tässä työssä monien kantaverkon komponenttien sähköisiä tietoja piti arvioida.

Toisaalta on ymmärrettävää, että Fingrid Oyj:n omilla resursseilla ylläpidetyn verkkomallin tietoja ei haluta luovuttaa eteenpäin. Toisaalta kantaverkkoyhtiön ja jakeluverkkoyhtiöiden tulisi tehdä tiivistä yhteistyötä, jotta sähköenergia saadaan siirrettyä kuluttajille mahdollisimman varmasti. Vaikutuksia sähköverkkoihin olisi syytä tutkia useilla verkkomalleilla ja asettaa kaikki verkkomallit kriittisen tarkastelun alle. Myös mallintamisessa käytettävän tiedon vaihto ja verkkomallien yhdistäminen auttaisivat vain kaikkia osapuolia saamaan mahdollisimman tarkat verkkomallit omaa käyttöään varten. Esimerkiksi juuri hajautetun tuotannon lisääntymisen takia tarvitaan paljon todellisuutta vastaavia

verkkomalleja, joilla hajautetun tuotannon vaikutuksia sähköverkkoihin voidaan tarkastella. Olisi erittäin toivottavaa, että Fingrid Oyj pyrkisi tulevaisuudessa kehittämään toimintaansa niin, että jakeluverkkoyhtiöt pystyisivät tulevaisuudessa mallintamaan heidän verkon osiinsa vaikuttavia siirtoverkkoja mahdollisimman tarkasti todellisuutta vastaaviksi.

Tämän verkkomallin suurin epävarmuus on mallinnettavan verkon liityntäpisteiden tehonvirtaus. Fingrid Oyj ei luovuttanut tehonvirtaustietoja näissä liityntäpisteissä, koska se voisi olla tulkittavissa alueen muiden Fingrid Oyj:n asiakkaiden asiakastietojen luovuttamiseksi. Jos tämä on ainut syy, mikä estää liityntäpisteiden tehonvirtaustietojen luovuttamisen E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n käyttöön, olisi erittäin toivottavaa, että kaikki Kainuun 110 kV:n verkkoon liittyvät osapuolet voisivat yrittää sopia keskenään voiko heidän tuotanto- ja kulutustietoja luovuttaa verkkomallia varten. On oletettavaa, että tarkasta verkkomallista voisi olla hyötyä kaikille osapuolille.

Voimalaitosten omistajien toivotaan tulevaisuudessakin olevan avuksi verkkomallin voimalaitosten mallintamisessa. Jos Tekla NIS:ssä on tulevaisuudessa mahdollista mallintaa tuotantoa tuotantokäyrillä, voimalaitosten omistajilta toivotaan mahdollisimman tarkkojen tuotantotietojen keräämistä sekä luovuttamista verkkomallia varten.

Kaikilta tähän verkkomalliin liittyviltä osapuolilta toivotaan myös ilmoittamaan mahdollisista muutoksista tulevaisuudessa, jotta verkkomalli pysyisi mahdollisimman hyvin ajan tasalla.

9 YHTEENVETO

Verkostolaskenta ja sähköverkkojen matemaattinen mallintaminen ovat aina olleet kiinteä osa verkko-yhtiöiden toimintaa. Nykyaikana jakeluverkkoyhtiöissä verkostolaskenta tehdään käyttäen verkko-tietojärjestelmiä. KJ- ja PJ-verkkojen laskeminen onkin jakeluverkkoyhtiöissä nykyään arkipäivää. Tavallisesti jakeluverkkoyhtiöt omistavat myös komponentteja 110 kV:n verkosta, mutta jakeluverkko-yhtiöillä ei yleensä ole ollut sovellusta, joilla näitä verkon osia olisi voitu tarkastella. Näin on oltu riippuvaisia kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n laskentatuloksista. E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n käytössä olevan Tekla Oy:n kehittämässä Tekla NIS –verkkotietojärjestelmässä on viime aikoina tullut mahdolliseksi laskea myös siirtoverkkoja. Tämän työn tavoitteena oli ottaa siirtoverkon laskentaso-vellus käyttöön niin, että sillä voidaan tarkastella Kainuun siirtoverkon tehonjakoa. Tavoite oli mallin-taa verkko niin, että se vastaisi Fingrid Oyj:n laskentajärjestelmiä. Siirtoverkon oikosulkulaskennalle on myös käyttöä yhtiössä ja työn yhteydessä mallinnettiin siirtoverkkoa myös oikosulkulaskentaa varten, niin se on mahdollisimman vaivatonta ottaa käyttöön tulevaisuudessa, mutta oikosulkulas-kentaa ei otettu käyttöön tämän työn yhteydessä.

Tavallisesti siirtoverkot ovat ainakin osittain silmukoituja, koska silmukoinnilla pyritään lisäämään sähkönsyötön luotettavuutta. Verkon silmukointi muuttaa myös verkon laskentamenetelmiä eikä las-kenta ole samanlaista kuin täysin säteittäisesti syötetyillä verkoilla. Tehonjakolaskennassa verkon tuotanto, kulutus ja niitä yhdistävät johdot tunnetaan. Yhdestä verkon pisteestä täytyy valita vertai-lupiste. Silmukoiduista verkoista muodostetaan epälineaariset verkkoyhtälöt, joista ratkaistaan jän-nitteet iteroimalla ja jännite-erojen perusteella lasketaan yhteyksien tehonvirtaus ja häviöt. Tehonja-kolaskentaa voidaan käyttää esimerkiksi uuden verkon suunnittelussa, verkon nykytilan tai poik-keavien tilanteiden tarkastelussa.

Verkostolaskennassa siirtoverkon komponentit kuvataan käyttäen symmetrisen verkon yksivaiheisia sijaiskytkentöjä. Siirtoverkon tehonjakolaskennassa tarvitsee tuntea verkon tuotanto, kulutus sekä niitä yhdistävät johdot. Kun mallinnetaan vain osa yhtä yhtenäistä synkronista verkkoa, täytyy liityn-täpisteet muuhun verkkoon kuvata käyttäen esimerkiksi Thévenin teoreemaa.

Tässä työssä mallinnettiin Kainuun siirtoverkko siltä osin miten se voisi vaikuttaa E.ON Kainuun Säh-köverkko Oy:n toimintaan. Yhtiö ei omista komponentteja yli 110 kV:n jännitetasoilta, joten mallin-nettavaksi verkoksi rajattiin vain 110 kV:n verkko ja liityntäpisteiden muuntajien jännitteiden oletet-tiin olevan jäykkiä. Kainuun 110 kV:n verkossa on kolme liityntäpistettä korkeammille jännitetasoille; yksi 400/110 kV:n liityntäpiste ja kaksi 220/110 kV:n liityntäpistettä. Kainuun siirtoverkko on osa Suomen kantaverkkoa ja suurimman osan Kainuun siirtoverkon johdoista omistaa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj. Fingrid Oyj:n runkojohdoilta haarautuu E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemia syöttäviä johtoja. Kainuun siirtoverkkoon liittyy 22 E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n sähköasemaa ja kuormitustehoa sähköasemilla on huippukuormituksen aikaan 170 MW. Kainuun siirtoverkkoon liittyy kymmenen voimalaitosta, joista yhdeksän ovat vesivoimalaitoksia ja yksi on höyryvoimalaitos. Voimalaitokset omistaa Fortum Power and Heat Oy, UPM-Kymmene Oyj ja Kainuun Voima Oy. Kai-

nuun alueella on pääasiallisesti enemmän tuotantoa kuin kulutusta, joten merkittävä osa tuotannosta siirtyy lii­tyntäpisteiden kautta muualle kantaverkkoon.

Tässä työssä siirtoverkko mallinnettiin käyttäen Tekla Oy:n kehittämää Tekla NIS - verkkotietojärjestelmää. Tekla NIS on verkkotietojärjestelmä, jota voidaan käyttää monipuolisesti jakeluverkkoyhtiöiden toiminnassa esimerkiksi omaisuuden hallinnassa, verkostolaskennassa, käytön­tuessa ja kunnossapidossa. Tekla NIS:n verkostolaskenta ja komponenttien mallintaminen perustuu teoreettiseen sähkötekniikan laskentamenetelmiin. Tekla NIS:stä löytyy omat komponenttinsa siirto­verkon generaattoreille, muuntajille ja johdoille, joiden avulla siirtoverkko voidaan mallintaa hyvin tarkasti. Komponenttien mallintaminen perustuu symmetrisen verkon yksivaiheisiin sijaiskytkentöi­hin. Kantaverkon mallintamiseen Tekla NIS:ssä yhdestä generaattorista täytyy valita referenssi­generaattori. Referenssigenaattorin jännite pysyy koko ajan asetteluarvossaan ja se tasaa verkon tuotannon ja kulutuksen. Silmukoidun verkon tehonjakolaskentaa varten Tekla NIS:ssä ovat valitta­vina Newton-Raphson- ja Gauss-Seidel-algoritmit.

Kainuun siirtoverkon osien sijaintitiedot oli jo aikaisemmin mallinnettu Tekla NIS:iin, mutta sähköiset ominaistiedot puuttuivat. Laskentaa varten tarvitsi selvittää komponenttien sähköiset ominaistiedot. Tämän työn yhteydessä selvisi, että Fingrid Oyj:llä ei ole tapana luovuttaa kantaverkon tietoja muille ja tämän takia osan siirtoverkon komponenttien ominaistietoja jouduttiin arvioimaan. Kuormituksina käytettiin etäluettavien energiamittareiden mittaustietoa. Ainoastaan Lahnaslammen sähköaseman kuormitustieto täytyi mallintaa käyttäen kuormituskäyriä. Johdoille selvitettiin tyypilliset sähköisiä ominaisuuksia vastaavat arvot useista lähteistä. Voimalaitokset mallinnettiin voimalaitosten omistaji­en antamien tietojen perusteella sekä osittain perustuen arvioihin.

Kantaverkon lii­tyntäpisteiden mallintamista varten vertailtiin kahta mallinnustapaa. Ensimmäinen mallinnustapa oli mallintaa jokainen lii­tyntäpiste omalla generaattorilla, joista yhdestä valitaan refe­renssigenaattori ja kahdelle muulle generaattorille tehonvirtausta vastaava pätötehoarvo pitää asetella manuaalisesti. Toinen mallinnustapa oli yhdistää lii­tyntäpisteet ja kuvata kantaverkko yhdel­lä generaattorilla, josta valitaan referenssigenaattori. Tehonjakolaskentaa varten päädyttiin mallin­tamaan kantaverkon lii­tyntäpisteet yhdellä generaattorilla, koska tehonvirtausta lii­tyntäpisteissä ei tunnetta. Oikosulkulaskentaa varten mallinnettiin kahta muuta lii­tyntäpisteitä kuvaavat generaattorit. Kyt­kentää täytyy siis muuttaa, riippuen mitä halutaan laskea.

Kun verkko saatiin mallinnettua, tarkasteltiin Kainuun alueen siirtoverkon tehonjakoa peruskytkentä­tilanteissa sekä yhdessä poikkeavassa kytkentätilanteessa, joka liittyy Fingrid Oyj:n voimajohdon sa­neeraushankkeeseen. Kesä- ja talviajan peruskytkentätilanteet poikkeavat hieman toisistaan, joten ne tarkasteltiin erikseen. Kesäajan peruskytkentätilannetta tarkasteltiin kesäajan kuormituksella ja talviajan peruskytkentätilannetta talviajan kuormituksella. Vaikka saneeraus on tarkoitus tehdä ke­sällä, poikkeavaa kytkentätilannetta tarkasteltiin kesä- ja talviajan kuormituksella. Tarkasteluissa otettiin huomioon vesivoimalaitosten tuotanto tarkastelemalla tilanteita, joissa vesivoimalaitosten tuotanto oli maksimitehossa, puolessa tehossa tai ne eivät olleet käytössä. Tuloksista tarkasteltiin

E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n johtojen kuormitusastetta ja tehohäviöitä, jännitteitä sähköasemilla sekä yleisesti tehonvirtausta Kainuun alueen siirtoverkossa.

Tuloksista huomattiin, että Kainuun siirtoverkossa ei ole ylikuormitusriskejä. Korkeimmillaan kuormitusasteet olivat Kajaanin sähköasemien välisillä yhteysjohdoilla sekä Vihtamon erotinaseman ja Vuokatin sähköaseman välisellä yhteysjohdolla. Sähköasemien jännitteet pysyivät kaikkien tarkasteltujen tilanteiden aikana normaalin 110 kV:n verkon jännitteiden rajoissa yhtä tilannetta lukuun ottamatta. Kun siirtoverkko on poikkeavassa kytkentätilanteessa talviajan kuormituksella ja voimalaitokset eivät ole käytössä, kolmen sähköaseman jännitteet laskevat alle normaalin 110 kV:n verkon jännitteen. Pääteltiin, että tämä johtuu loistehonsiirrosta, joka tässä poikkeavassa kytkentätilanteessa joudutaan siirtämään pitkää siirtoyhteyttä pitkin. Tuloksista huomataan, että Kainuun alueen siirtoverkossa vesivoimalaitoksilla on jännitteitä tukeva vaikutus.

Tämän työn perusteella Tekla NIS soveltuu Kainuun alueen siirtoverkon tehonjaon laskentaan. Suurin osa työn aikana ilmenneistä ongelmista ei johtunut sovelluksesta, vaan tiedon puutteesta ja mallintamisen kannalta verkon haasteellisesta rakenteesta. Tämän työn yhteydessä kertyneen käyttökokemuksen perusteella Tekla NIS:iä voi kuitenkin vielä kehittää käyttäjäystävällisemmäksi ja siirtoverkkojen laskentaan soveltuvammaksi. Tekla NIS:iin mallinnettu Kainuun alueen siirtoverkko on osittain puutteellinen eikä sillä saada välttämättä luotettavia tuloksia kaikkialta Kainuun alueen siirtoverkosta. Vaikka tässä työssä mallinnettu siirtoverkko riittää E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:n tarpeeseen, mallia tulee vielä tarkentaa tulevaisuudessa. Verkkomalli kuitenkin soveltuu esimerkiksi 110 kV:n verkon seuranta- ja suunnittelulaskentaan. Tulevaisuudessa Tekla NIS:n siirtoverkon tehonjakolaskentaa voidaan käyttää uusien voimajohtohankkeiden suunnittelussa sekä tehohäviöiden optimoinnissa.

LÄHTEET

- E.ON [www-sivusto] [viitattu 9.1.2013]. Saatavissa: <http://www.eon.fi>
- EKOENERGIA [www-sivusto] [viitattu 1.2.2013] Saatavissa: <http://www.ekoenergia.fi/>
- ELOVAARA, Jarmo ja HAARLA, Liisa 2011a. Sähköverkot I. Helsinki: Otatieto
- ELOVAARA, Jarmo ja HAARLA, Liisa 2011b. Sähköverkot II. Helsinki: Otatieto
- FINGRID OYJ 2012. Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot [verkkojulkaisu]. [viitattu 2.3.2013]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/VAHVISTETTU%20-%20Fingrid%20Oyj%20yleiset%20liittymisehdot%20YLE2013.pdf>
- FORTUM OYJ [www-sivusto] [viitattu 1.2.2013]. Saatavissa: <http://www.fortum.com/fi/>
- HAAPAVAARA, Matti 2006-11-23. Sähköturrit nousivat vauhdilla Härmänmäkeen. Kainuun Sanomat.
- KANGAS, Antti 2013-02-22. VS: Kavon höyryvoimalaitoksen sähköntuotanto [sähköpostiviesti]. Vastanottaja Valtteri Meriruoko.
- KOHO, Jyrki 2013-02-18. VS: Insinööritö siirtoverkon laskentasovellusten käyttöönottoon liittyen [sähköpostiviesti]. Vastanottaja Valtteri Meriruoko.
- KOTHARI, D.P. ja NAGRATH, I.J. 1989. Modern Power System Analysis. New Delhi: Tata McGraw-Hill. 6. Painos.
- LAKERVI, Erkki ja PARTANEN, Jarmo 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto
- MÖRSKY, Janne 2011. Tekla Power System Analysis System Description.
- MÖRSKY, Janne 2013-01-21. VS: Insinööritö siirtoverkon laskentasovellusten käyttöönotto - kysymyksiä [sähköpostiviesti]. Vastanottaja Valtteri Meriruoko.
- MÖRSKY, Jorma ja MÖRSKY, Janne 1994. Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Helsinki: Otatieto
- PRYSMIAN 2008. Alumiini- tai kuparijohtaminen, PEX-eristeinen 110 kV voimakaapeli [verkkojulkaisu]. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa: http://www.prysmian.fi/export/sites/prysmian-fiFI/attach/pdf/Powercables/ahxlmkw110_fi.pdf
- SYRJÄ, Teppo 2009. Rengasverkkolaskentasovelluksen käyttöönotto Tampereen siirtoverkon laskentaan. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. [viitattu 19.2.2013]. Saatavissa: http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dtyot/Syrja_Teppo_julk.pdf
- TARKKA, Pertti ja HIETALAHTI, Lauri 2006. Piirianalyysi 2. Helsinki: Edita
- TARKKA, Pertti, MÄÄTTÄNEN, Kari ja HIETALAHTI, Lauri 2002. Piirianalyysi 1. Helsinki: Edita.
- TEKLA NIS -VERKOSTOLASKENNAN LÄHTÖTIEDOT. [diaesitys].
- TEKLA OY 2011a. Tekla NIS käyttäjän käsikirja.
- TEKLA OY 2011b. Verkostolaskenta Käyttäjän käsikirja versio 11.2.
- TEKLA OY 2011c. Xpower PSA Theory Guide.
- TEKLA OY 2012. Tekla NIS Basic System Description.
- TEKLA OY [www-sivusto] [viitattu 9.1.2013]. Saatavissa: <http://www.tekla.fi/>
- TEKNIIKAN KÄSIKIRJA 3 1968. Jyväskylä: Gummerus. 8. Painos.
- TOLONEN, Jenny 2011. Vaihtoehtoja sähkön toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteiden saavuttamiseksi maaseutumaisessa jakeluverkkoyhtiössä. Tampereen teknillinen yliopisto. Diplomityö. [viitattu 21.2.2013]. Saatavissa: http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dtyot/Tolonen_Jenny_julk.pdf
- VERKOSTOSUOSITUS SA 5:94. Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen. Sähköenergialiitto ry.

LIITE 1: Siirtoverkon tehonjakosovelluksen käyttöohje E.ON Kainuun Sähköverkko Oy:lle. 29.4.2013

1. Siirtoverkon hakeminen
 - Valitse suunnitelmatyypiksi sj-laskenta
 - Hae master-tietokannasta
2. Kytkinlaitteiden asettelu
 - Avaa Nuojuan sähköaseman kaavioikkuna ja sulje kytkin NU 3.5.4
 - Avaa Vuolijoen sähköaseman kaavioikkuna ja sulje kytkin VJ 3.7.0
 - Kytke halutut voimalaitosten generaattorit verkkoon ja aseta verkko muilta osin kytkentätilaan, jota halutaan tarkastella.
 - On suositeltavaa laittaa johto-osat näkyviin tehonjakolaskentaa varten, koska tehonjaon suuntanuolet piirretään johto-osan päälle.
3. Generaattorien tehojen asettelu
 - Generaattorien valintaa varten suositeltavaa olla Finder-kysely, jolla voi valita kaikki voimalaitokset (laji 13). Kun kyselyn avulla valitsee kaikki voimalaitokset ja avaa niiden kaavioikkunat kerralla, on generaattorien arvot helppo asettaa. Tihisenniemen voimalaitoksen generaattori on Tihisenniemen sähköaseman kiskossa.
 - Valitse generaattori, avaa Ominaisuusikkuna ja aseta Tekniset tiedot -välilehdessä Pätöteho-kenttään generaattorin pätötehoarvo.
4. Laskentaoptiot
 - Avaa Laskentaoptiot-ikkuna
 - Valitse laskentamoduliksi Rengaverkkolaskenta
 - Valitse jännitetasoksi Alueverkko.
 - Valitse laskentatavaksi Tehonjako - aikaväli.
5. Laskentaparametrit
 - Avaa Laskentaparametrit-ikkuna
 - Paina Lisää.-painiketta, niin Tehonjaon parametrit -ikkuna aukeaa.
 - Aseta Aikaväli-välilehdessä tarkasteltavan ajanjakson ensimmäinen ja viimeinen tunti. Laskentasovellusta suositellaan käytettävän vain yhden tunnin tarkasteluun kerralla. Aseta silloin ensimmäiseksi ja viimeiseksi tunniksi sama tunti. Vuonna 2012 huipputeho on ollut 4.2. klo 18.
6. Verkon valinta
 - Avaa Verkon valinta -ikkuna
 - Paina Valitse kaikki -painiketta, niin listalla näkyvät kaikki verkkoon liittyvät generaattorit. Ensimmäisenä listassa näkyy generaattori, joka on verkon referenssigenaattori.
7. Laskenta
 - Paina Laske-painiketta.
8. Tulosten tarkastelu
 - Tekla NIS tulostaa laskentatulokset raporttina.
 - Tehonjaon tuloksia on suositeltavaa tarkastella johto-osakohtaisesti. Valitse johto-osa tai johtoalkio ja valitse "kohteen tulokset" hiiren oikealla painikkeella.